

EVALUACIÓN FINANCIERA DE UN PROYECTO HIDROELÉCTRICO A PARTIR
DEL ANÁLISIS DE LAS LEYES 1715 DE 2014 Y 1819 DE 2016. ESTUDIO DE
CASO DE UNA COMPAÑÍA DEL SECTOR ELÉCTRICO.

FINANCIAL EVALUATION OF A HYDROELECTRIC PROJECT FROM THE
ANALYSIS OF LAWS 1715 OF 2014 AND 1819 OF 2016. CASE STUDY OF AN
ELECTRICAL SECTOR COMPANY.

MARCO ANTONIO LONDOÑO ZULUAGA

Trabajo de grado para optar al título de Magister en Gerencia de Proyectos

Profesor

Dr. Elkin Arcesio Gómez Salazar

UNIVERSIDAD EAFIT

MEDELLÍN

ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN

MAESTRÍA EN GERENCIA DE PROYECTOS

2019

CONTENIDO

CONTENIDO	2
LISTA DE ILUSTRACIONES	5
RESUMEN.....	9
ABSTRACT	10
1. INTRODUCCIÓN.....	11
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	12
3. OBJETIVOS	16
3.1. GENERAL	16
3.2. ESPECÍFICOS.....	16
4. MARCO DE REFERENCIA CONCEPTUAL	17
4.1. SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	17
4.2. LEYES 1715 DE 2014 Y 1819 DE 2016	21
4.3. ELEMENTOS PARA LA CARACTERIZACIÓN Y DIAGNÓSTICO FINANCIERO DE LA EMPRESA	24
4.3.1. Análisis de estados financieros comparativos	25
4.3.2. Análisis de razones financieras	26
4.4. ESQUEMA DE VENTA DE ENERGÍA (ESCENARIOS).....	27
4.5. ESTRUCTURA DE CAPITAL (e_k)	31
4.6. PROJECT FINANCE EN LA ESTRUCTURACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	33
4.7. METODOS DE EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS	35
4.7.1. Evaluación financiera relativa.....	36
4.7.2. Evaluación financiera a través de Opciones Reales	37

4.7.3. Evaluación financiera por Flujo de Caja Descontado (FCD)	38
5. PROYECTO PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA – PCH SANTO DOMINGO	44
6. METODOLOGÍA Y DATOS	51
6.1. PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA DETERMINÍSTICA.....	52
6.1.1. Ingresos (esquema de venta de energía), costos y gastos.....	54
6.1.2. Depreciación de activos (Beneficio tributario de ley 1715 de 2014)...56	
6.1.3. Apalancamiento financiero (Deuda y estructura de capital)	57
6.1.4. Liquidación de impuestos (Beneficio tributario de leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016).....	59
6.1.5. Valor de desecho comercial.	60
6.2. PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA ESTOCÁSTICA	62
6.2.1. Producción de energía de la PCH Santo Domingo	63
6.2.2. Escenarios de venta de energía	64
6.2.3. Índice de Precio al Consumidor (IPC).....	68
6.2.4. Ratios de cobertura de la deuda para un Project Finance	70
7. ESCENARIOS DE VENTA DE ENERGÍA EN EL MEM	72
8. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS ...	73
8.1. RESULTADOS DEL DIAGNÓSTICO FINANCIERO DE LA EMPRESA...74	
8.1.1. Resultados para el análisis de estados financieros comparativos	74
8.1.2. Resultados para el análisis de razones financieras	77
8.2. RESULTADO DE LA ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL.....	79
8.3. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA DETERMINÍSTICA	81
8.4. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA ESTOCÁSTICA	86

8.4.1.	Escenario 1. Venta de energía a través de un PPA por 25 años	87
8.4.2.	Escenario 2. Venta de energía con un PPA por 10 años y otro PPA por 15 años92	
8.4.3.	Escenario 3. Venta de energía con un PPA por 10 años y venta en el mercado spot por 15 años.....	96
9.	CONCLUSIONES	100
10.	RECOMENDACIONES	102
10.1.	RIESGOS DE LOS PROJECT FINANCE	102
10.2.	BENEFICIOS TRIBUTARIOS EN COLOMBIA	103
11.	REFERENCIAS	105
12.	ANEXOS.....	109

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Capacidad efectiva del SIN a octubre de 2018	19
Ilustración 2 Número de contratos que iniciaron despacho por tipo de asignación	21
Ilustración 3 Evolución del precio de la energía de los últimos 14 años	28
Ilustración 4 Energía transada en el mercado eléctrico para el periodo 2004-2017 en GWh/año	30
Ilustración 5 Relaciones contractuales de la SPV del proyecto PCH Santo Domingo	35
Ilustración 6 Estructura del flujo de caja libre del inversionista	39
Ilustración 7 Vista en planta de una PCH	45
Ilustración 8 Área de estudio: Cuencas de la quebrada La Chorrera y San Buenaventura	47
Ilustración 9 Curva de duración de caudales para el sitio de captación del proyecto	49
Ilustración 10 Datos históricos según DANE del IPP y simulados	54
Ilustración 11 Inventario de PCHs en Colombia y estado de funcionamiento	61
Ilustración 12 Distribución para la producción de energía en la PCH Santo Domingo	64
Ilustración 13 Distribución de ajuste de precio de la energía en @Risk	67
Ilustración 14 Precio de la energía en el mercado SPOT y precio de escasez	68
Ilustración 15 Índice de precios al consumidor para Colombia entre 1955 y 2018	69
Ilustración 16 IPC proyectado para la evaluación financiera	70
Ilustración 17 Escenarios de venta de energía para el proyecto que serán evaluados	73
Ilustración 18 Análisis horizontal y vertical comparativo para el total de activo de HZ Energy	75
Ilustración 19 Análisis horizontal y vertical comparativo para el pasivo y el patrimonio de HZ Energy	76
Ilustración 20 Análisis horizontal y vertical comparativo para el Estado de Resultado Integral - ERI de HZ Energy	77

Ilustración 21 Indicadores financieros comparativos para HZ Energy	79
Ilustración 22 Estimación del costo de capital para estructuras de capital 60% - 70% - 80% deuda	80
Ilustración 23 VPN para estructuras de capital evaluadas	82
Ilustración 24 TIR para estructuras de capital evaluadas	83
Ilustración 25 Efecto del beneficio de depreciación acelerada en el proyecto	84
Ilustración 26 VPN y TIR para el proyecto PCH Santo Domingo, sin beneficios, y con beneficios: 1715 y 1819	85
Ilustración 27 Ahorro en impuestos con los beneficios de las leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016.....	86
Ilustración 28 Precio de la energía para un contrato PPA.....	88
Ilustración 29 VPN para escenario 1 de venta de energía, proyecto sin beneficios y con beneficios de ley 1715 y 1819	89
Ilustración 30 Efecto de las variables de incertidumbre sobre el VPN.....	90
Ilustración 31 TIR para escenario 1 de venta de energía, proyecto sin beneficios y con beneficios de ley 1715 y 1819	91
Ilustración 32 Ratio de cobertura de la deuda y ratio de cobertura durante la vida útil del crédito	92
Ilustración 33 Función de distribución para el precio de la energía después del periodo 11 de evaluación.....	93
Ilustración 34 VPN para escenario 2, proyecto sin beneficios, con beneficios ley 1715 y 1819.....	94
Ilustración 35 TIR para escenario 2, proyecto sin beneficios, con beneficios ley 1715 y 1819.....	94
Ilustración 36 Ratio de cobertura de la deuda para escenario 2, sin beneficios y con beneficios de ley 1715 y 1819.	95
Ilustración 37 Ratio de cobertura durante la vida útil del crédito para escenario 2, sin beneficios y con beneficios de ley 1715 y 1819.....	96
Ilustración 38 VPN para escenario 3, sin beneficios y con beneficios de ley 1715 y 1819	97

Ilustración 39 TIR para escenario 3, sin beneficios y con beneficios de ley 1715 y 1819	98
Ilustración 40 Ratio de cobertura de la deuda, sin beneficios, y con beneficios de ley 1715 y 1819	99
Ilustración 41 Ratio de cobertura durante la vida útil del crédito, sin beneficios, y con beneficios de ley 1715 y 1819	99

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Beneficios tributarios para el desarrollo de proyectos FNCE en Colombia	23
Tabla 2 Razones financieras para evaluación de la compañía HZ Energy.....	26
Tabla 3 Principales parámetros de financiación de proyectos de PCH en Colombia	32
Tabla 4 Características técnicas principales de la PCH Santo Domingo.....	45
Tabla 5 Parámetros morfométricos de la cuenca de la quebrada La Chorrera y San Buenaventura	48
Tabla 6 Principales parámetros para la estimación de producción de energía.....	50
Tabla 7 Parámetros iniciales para evaluación.....	52
Tabla 8 Principales componentes de la estructura de costos y gastos para el proyecto.....	55
Tabla 9 Régimen de depreciación para escenarios de evaluación del proyecto ...	57
Tabla 10 Valores de los activos por depreciar para el proyecto	57
Tabla 11 Tipos de préstamos planteados para la evaluación financiera y estructuración del proyecto.....	58
Tabla 12 Recursos por adquirir de las entidades financiera de acuerdo con la estructura de capital	59
Tabla 13 Características principales de los beneficios tributarios asociados al pago de impuestos	59
Tabla 14 Consideraciones para la función de distribución PERT - Generación de energía	64

Tabla 15 Condiciones para la venta de energía del proyecto PCH SANTO
DOMINGO65

RESUMEN

Teniendo en cuenta que, a nivel global existe un gran esfuerzo por la consolidación de las energías renovables para atenuar el calentamiento global, y que cada País expide las políticas que cree más conveniente para la promoción, ingreso y desarrollo de estas tecnologías, con base en sus recursos naturales y las condiciones de su mercado eléctrico; se plantea este estudio de caso para un proyecto tipo PCH de una empresa del sector eléctrico, con el objetivo de evaluarlo financieramente, en el marco de las leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016, utilizando como metodología el flujo de caja libre descontado (determinístico y estocástico), con el propósito de determinar un escenario posible de financiación a través de un vehículo de propósito especial (SPV, por sus siglas en inglés), abordando aspectos relacionados con los escenarios de venta de energía en el MEM, la estructura de capital (E_k), la nueva reglamentación de los impuestos establecida en la ley de financiamiento (ley 1943 de 2018) y el costo de capital.

Palabras claves: Pequeña central hidroeléctrica – PCH, evaluación financiera, incentivos tributarios en Colombia, fuentes de financiamiento, estructura de capital.

ABSTRACT

Bearing in mind that the global trend is the consolidation of renewable energy sources as a mean to mitigate global warming, each country issues policies that enable the development and implementation of such technologies, based on its natural resources and conditions of the local electricity market.

This case study analyses a small hydro-powered generation station (SHGS) owned by a local energy firm. The aim is to evaluate the financial viability under the local legal framework established by laws 1715 of 2014 and 1819 of 2016.

The methodology used in this study is the discounted free cash flow method (Deterministic and Stochastic) with the aim to determine possible financing alternatives through a Special Purpose Vehicle (SPV). It includes aspects such as energy sales scenarios in the local MEM market, capital structure (E_k), new taxes regulations established in the financing law (law 1943 of 2018) and the cost of capital.

Keywords: Small Hydroelectric Power - SHP, financial evaluation, tax incentives in Colombia, sources of financing, capital structure.

1. INTRODUCCIÓN

A principios del siglo XIX, el 95% de la energía primaria que se consumía en el mundo procedía de fuentes renovables, pero, a principios del presente siglo XXI, era tan sólo del 16% (André, De Castro, & Cerdá, 2012). A pesar de esto, la tendencia mundial parece estar cambiando, ya que en muchos países industrializados, la proporción de las energías renovables ha crecido de manera considerable en las últimas décadas, pues según la visión de tres instituciones internacionales, a saber: la Agencia Internacional para la Energía Renovable (IRENA, por sus siglas en inglés), el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) y la Agencia de Administración de Información de Energía de Estados Unidos (IEA, por sus siglas en inglés), las razones principales para que esto ocurra se deben a la difusión mundial de los beneficios de estas tecnologías para el medio ambiente (conocimiento, financiación, investigación y desarrollo), el aumento en la demanda global de energía, la reducción de los costos de las tecnologías, los altos precios de los combustibles fósiles, el apoyo de los gobiernos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, el interés de diversificar la oferta, y el impacto sobre la creación de empleos. (André et al., 2012). (Jiménez Yepes, 2017).

Con la expedición en Colombia de la ley 1715 de 2014, se generó una gran oportunidad para el desarrollo de proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), pues el objetivo de esta iniciativa es apostarle a la promoción, la utilización y la integración al Sistema Energético Nacional de tecnologías limpias. Con base en esto, es sumamente importante para las empresas del sector eléctrico aumentar su participación en el mercado de energía, máxime cuando un País adopta una política de incentivos, que puede capitalizar a su favor. Es por estas razones que, en este trabajo se evalúa financieramente a través de la metodología de evaluación por flujo de caja descontado, la cual permite incluir las diferentes características del mercado, de la empresa y del sector; para un proyecto de generación tipo PCH en una compañía del sector eléctrico colombiano, el cual, con

base en numeral 14 del artículo 3° de la ley 197 de 2001 (mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones).

El presente trabajo se encuentra estructurado de la siguiente forma: inicialmente, se hace un recuento de la situación en estudio o planteamiento del problema, enfocada principalmente en la evolución normativa en Colombia con respecto a la implementación de fuentes renovables de generación de energía, la perspectiva de la demanda de energía, la contingencia de Hidroituango y el gran potencial de las PCH; luego, se presentan los objetivos de la investigación, en los que se propone evaluar diferentes escenarios de venta de energía, diferentes estructuras de capital y la estructuración financiera del proyecto a través de un vehículo de propósito especial (SPV, por sus siglas en inglés), continuando con el marco de referencia conceptual, la caracterización del proyecto que será el estudio de caso de la compañía HZ Energy, la metodología para el desarrollo de la investigación, los resultados obtenidos para la evaluación financiera determinística y estocástica, las principales conclusiones y terminando con unas recomendaciones, sobre todo en aspectos relacionados con los beneficios tributarios de la ley colombiana, la cual desafortunadamente cambia de manera periódica.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En mayo de 1992, en la ciudad de Nueva York se celebró la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), la cual tenía por objeto la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera, a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático y, reconociendo que, los países en desarrollo necesitan tener acceso a determinados recursos para lograr un desarrollo sostenible, por ende, es importante aumentar su consumo de energía. (Naciones Unidas, 1992). Debido a lo

anterior, en Colombia, se promulgó la ley 164 de 1994, por medio de la cual se acogió la convención mencionada, y la cual se comprometió a adoptar medidas que propendan por promover el uso de fuentes renovables de energía y la diversificación de fuentes energéticas, entre otros. Luego, se promulgó la ley 697 de 2001, por medio de la cual se buscó promover la utilización de energías alternativas, al punto que, declaró que los proyectos de este tipo eran de interés público y social. Posteriormente, la anterior ley se reglamentó por medio del decreto presidencial No. 3683 de 2003, en el cual da funciones específicas a los organismos del Estado, con una orientación más hacia las iniciativas de Uso Razonable de la Energía – URE, que a energías renovables. Ya para el año 2010, a través de la resolución 18-0919 del Ministerio de Minas y Energía, se adoptó el plan de acción indicativo PROURE, fijando unas metas determinadas para el uso de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), que para el año 2020 debería estar en el 6.5% del Sistema Interconectado Nacional. Finalmente, el Congreso de la República de Colombia promulgó la ley 1715 de 2014, por medio de la cual se pretendió regular la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, y creó incentivos a la inversión en FNCE, principalmente enfocados a reducciones en impuesto de renta, exclusiones en impuesto al valor agregado – IVA, exenciones de los derechos arancelarios, entre otros (Fernández Torres, 2016).

Una vez planteado lo anterior, y con base en el Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2017-2031 presentado por la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME, la proyección de la demanda de energía eléctrica para el año 2031, en un escenario medio de proyección, será un 49% mayor (es decir, 101.043 GWh), en el cual, se incluyen los Grandes Consumidores Especiales, representados principalmente por los consumos de las empresas minero-energéticas, las sociedades portuarias, y un cambio estructural en el consumo representado por la demanda asociada a la movilidad con vehículos eléctricos, y a la entrada en operación del Metro de Bogotá (UPME, 2018). Adicionalmente, con base en información de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas

en inglés) para el año 2035 el mundo estará consumiendo un tercio más de la energía que consume actualmente, en lo que se espera que, la demanda eléctrica aumente en dos terceras partes (Antonio & Camargo, 2015). Esta situación es importante analizarla, debido a que altas demandas de electricidad, implican necesariamente elevar de manera significativa los precios de la energía (García, Gutierrez, Vargas Tobón, & Velasquez, 2017). Adicional a lo anterior, también se debe tener en cuenta que en Colombia el fenómeno del Niño afecta, tanto la oferta como la demanda; la oferta porque hay menores lluvias, lo que implica una menor generación hidráulica y la demanda, porque como consecuencia del calor, se aumentan los consumos en los equipos de refrigeración, aires acondicionados, entre otros (Quintero Quintero & Isaza Cuervo, 2013).

La situación anterior se hace más compleja con lo acontecido en abril de 2018 con el proyecto Hidroituango (Redacción de El País, 2018), que es el proyecto hidroeléctrico más ambicioso de la historia del País, donde por cuestiones del invierno, entre otras, el único túnel de desviación habilitado sufrió un taponamiento de lodo y material rocoso, obstruyendo parcialmente el paso del agua del río Cauca. Este acontecimiento, generó en el proyecto un retraso, y por ende una reconfiguración de las asignaciones de energía en firme, razón por la cual, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, tuvo que publicar las resoluciones 083 y 084 de julio de 2018, y convocó a una reconfiguración de venta de energía para el periodo 2018-2019, no obstante, para las próximas vigencias, es decir, 2020, 2021, 2022 y 2023, y sin la certeza de cómo se remplazará el faltante, razón por la cual la CREG reconoce que si el proyecto no entra en operación en ese entonces, y si se suma un fenómeno del Niño, habría un déficit de energía cercano al 25% en el País, que equivaldría a 11 días sin el servicio. (Tu Mundo Hoy - Citytv, 2018).

Para realizar la evaluación financiera de un proyecto hidroeléctrico de pequeña escala, incluida la comparación que permita definir, cuantificar y diferenciar el impacto de la legislación colombiana, es necesario plantear un modelo de

evaluación que tenga en cuenta los flujos de caja proyectados, con el fin de obtener la estructura de costos e ingresos del proyecto, a la luz de la normatividad actual, las condiciones del mercado, en especial los aspectos mencionados con respecto al precio de venta de energía (Restrepo, Gaitán, & Franco, 2017), y el mecanismo de financiación, es decir, evaluar los beneficios que se podrían tener al implementar un Project Finance (PF).

La estructura financiera depende de cada empresa, por lo que para este estudio de caso, y con la información de la sociedad HZ ENERGY S.A.S. E.S.P., se hace necesario determinar, a través del modelo de valoración del precio de los activos financieros (CAPM, por sus siglas en inglés), el costo del patrimonio (Gallego Escobar, 2018), de tal manera que la sociedad, que es relativamente nueva en el sector eléctrico colombiano (10 años), pueda seguir evaluando financieramente sus proyectos de manera técnica y obteniendo así un riesgo financiero aceptable, al tener un nivel óptimo de endeudamiento.

Se calcula que en Colombia, el potencial hidroenergético nacional en pequeñas centrales hidroeléctricas es del orden de 25.000 MW instalables (Gallego Triana, 2015), sin embargo, y con base en información de XM (XM S.A. E.S.P., 2018b), se concluye que la capacidad instalada de generación, a octubre de 2018, mediante PCH para el Sistema de Interconexión Nacional (SIN) está solamente sobre los 1022,79 MW de los 17.201,43 MW instalados en total (XM S.A. E.S.P., 2018a), lo que equivale mínimamente al 5.95% de la capacidad total del sistema. Dicho esto, es importante evaluar en la presente investigación, bajo qué legislación se debe regir un proyecto de PCH, desde la concepción como idea, hasta la ejecución de la obra, y específicamente analizar, desde el punto de vista financiero, el efecto positivo y negativo que tiene la legislación vigente, y cómo esta le apunta a la promoción de tecnologías de energía renovable.

Bajo estas consideraciones es necesario determinar escenarios reales para la venta de energía de una PCH en el Mercado de Energía Mayoristas (MEM), para una empresa que transa energía en el sector; definiendo unos escenarios de estructura

de capital óptima con base en la literatura, es decir, que incluya las decisiones financieras que la administración deberá tomar a diario, con las que debe ser rentable en el tiempo y generar valor (Gallego Escobar, 2018); para finalmente realizar una evaluación financiera y determinar la viabilidad del proyecto bajo el efecto de las leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016, las cuales no son concurrentes. (Congreso de la República de Colombia, 2016)

3. OBJETIVOS

3.1. GENERAL

Evaluar financieramente el efecto que tienen las leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016 en el proyecto hidroeléctrico PCH Santo Domingo de la compañía HZ Energy S.A.S. E.S.P., utilizando como metodología el flujo de caja libre descontado (determinístico y estocástico), con el propósito de determinar el mejor escenario de financiación.

3.2. ESPECÍFICOS

- 3.2.1. Definir los escenarios de venta de energía en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) para plantas menores de generación (PCH) en Colombia que maximizan la rentabilidad.
- 3.2.2. Definir una estructura de capital y el impacto en la rentabilidad del proyecto de una financiación a través de un vehículo de propósito especial (SPV, por sus siglas en inglés) tipo Project Finance.
- 3.2.3. Realizar la evaluación financiera comparativa con base en las exenciones tributarias de las leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016, para determinar el efecto financiero en la rentabilidad.

4. MARCO DE REFERENCIA CONCEPTUAL

Para evaluar la viabilidad financiera de un proyecto hidroeléctrico tipo PCH, y la posterior evaluación del impacto de la legislación colombiana (leyes 1715 y 1819), se deberá plantear un modelo de evaluación que refleje la estructura de costos e ingresos de dicho tipo de proyecto, a la luz de la normatividad actual y las condiciones de mercado, en especial aquellos aspectos relacionados con la comercialización de energía (Restrepo et al., 2017).

De acuerdo con Arango (2015), la valoración de activos representa un eje fundamental en la teoría financiera moderna, debido a que, para una compañía, es de suma importancia establecer el valor que una determinada inversión agregará para el cumplimiento de los objetivos estratégicos; por tanto, es necesario utilizar una metodología adecuada, dependiendo del activo y evitando al máximo la toma de datos subjetivos que puedan tergiversar los resultados, e introducir riesgos innecesarios (Arango, 2015).

A continuación se ampliará, de manera sucinta, cada uno de los temas relevantes de la evaluación, es decir, desde la situación actual del sector eléctrico colombiano, los beneficios que establece la legislación, los elementos para la caracterización de la empresa, los esquemas de venta de energía, la estructura de capital y los métodos para la realización de la evaluación financiera, así:

4.1. SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

El sector eléctrico colombiano se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía en un mercado de grandes cantidades, el cual opera libremente, de acuerdo con las condiciones de demanda y oferta. Para promover la pugna entre generadores, que termina favoreciendo el precio de la energía de los consumidores finales, se permite la

participación de agentes económicos, públicos y privados, que deberán hacer parte del sistema interconectado para participar en el Mercado de Energía Mayorista (MEM). Los comercializadores y los grandes consumidores, deberán celebrar contratos de energía eléctrica con los generadores, entre los cuales establecen de común acuerdo el precio de la electricidad, sin la intervención del Estado. (XM S.A. E.S.P., 2017). Lo anterior, fue reglamentado en Colombia por la ley 142 del 11 de julio de 1994, por medio de la cual se estableció el régimen de los servicios públicos domiciliarios.

Las principales fuentes de generación de energía en la matriz del Sistema de Interconexión Nacional – SIN, son: la hidráulica, que gracias a la energía cinética acumulada en un embalse es capaz de mover un equipo turbogenerador; la térmica, que es la conversión de energía liberada por combustibles fósiles como gas natural y carbón a energía eléctrica; la biomasa, que es el aprovechamiento de la materia orgánica para transformarla en energía eléctrica, a través de un proceso termoquímico; la solar, que es obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del sol; y la eólica, que es obtenida a partir del aprovechamiento de las corrientes de aire que permiten el movimiento de las hélices de un aerogenerador. La oferta efectiva neta del SIN, a octubre de 2018, es de 17.473 MW de potencia, los cuales se distribuyen así: 63% de energía hidráulica de grandes embalses y 29% de energía térmica, que hacen parte de las plantas que son despachadas centralmente; el 6% de la energía es generada a través de pequeñas centrales hidroeléctricas – PCH; 1% de energía térmica; 0.9% de cogeneración; 0.3% de autogeneración y 0.1% de energía eólica, que hacen parte de las plantas que no son despachadas centralmente.

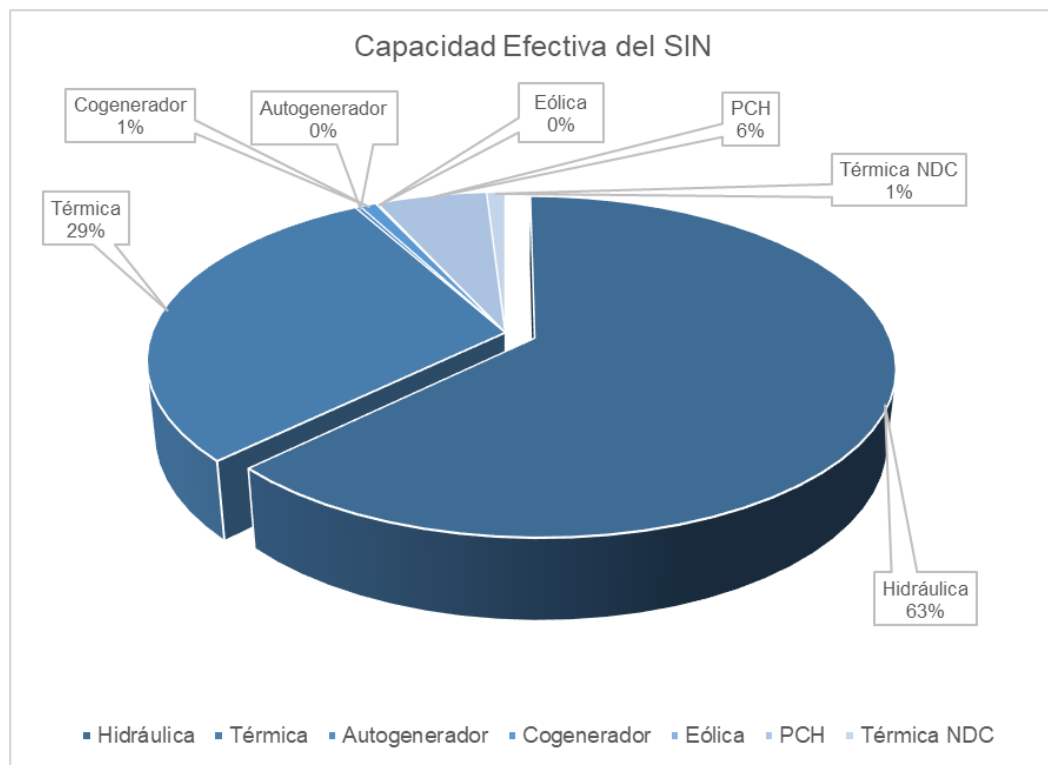


Ilustración 1 Capacidad efectiva del SIN a octubre de 2018

Fuente: Elaboración propia con datos de XM S.A. E.S.P.¹

Las Plantas No Despachadas Centralmente (PNDC), según la resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) No. 086 de 1996, son aquellas cuya capacidad efectiva sea menor a 20 MW, operadas por empresas generadoras que pueden comercializar esta energía con terceros, a través de las siguientes opciones: 1. Venta de energía a una comercializadora que atiende mercado regulado, sin necesidad de convocatoria pública. 2. Venta de energía a una comercializadora, que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas y por mérito de precio. 3. Venta de energía a precios pactados libremente con usuarios no regulados, generadores o comercializadores, que destinen dicha energía a usuarios no regulados.

¹ <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/Default.aspx>

Según García (2014), las PNDC, tienen las siguientes implicaciones en el mercado de energía mayoristas (García, 2014):

- Según la resolución CREG 24 de 1995, la generación de estas plantas no es considerada para efectos de fijación del precio en bolsa, pero sí inyectada al sistema para abastecer la demanda.
- Estas plantas no son penalizadas por incumplimientos de suministros, pues no están obligadas a declarar al Centro Nacional de Despacho (CND). Resolución CREG 25 de 1995.
- El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) es el encargado de remunerar la energía que inyectan estas plantas al sistema, conforme a su reporte, según lo contenido en la resolución CREG 047 de 2000.

Lo anterior toma relevancia en la presente investigación, debido a que el proyecto que se analizará y que se detallará en el numeral 5, pertenece al grupo de PNDC, razón por la cual, las condiciones financieras y de mercado mencionadas, deberán ser incluidas dentro de la evaluación, y seguramente afectarán los criterios de evaluación.

En el MEM, los generadores y comercializadores, venden y compran energía en el mercado de largo plazo (mercado de contratos) o en el mercado de corto plazo (bolsa de energía). Al ser esta investigación un estudio de caso y por la naturaleza de la deuda que deberá tomar ante una entidad bancaria, la empresa ahondará únicamente en el mercado de largo plazo, en el cual, los agentes comercializadores y generadores registran sus contratos de compra-venta de energía ante el ASIC, para que este determine, hora a hora y para cada agente, sus transacciones en el mercado de corto plazo, que son la diferencia entre las obligaciones del generador (sus ventas) y la energía con la que cuenta el agente para respaldar sus obligaciones (generación propia) (XM S.A. E.S.P., 2017).

El ASIC clasifica los contratos de largo plazo que registran los agentes, según las condiciones pactadas libremente, así: 1. Contratos con cantidades y precios fijos, 2. Contratos con cantidades fijas a precios variables, 3. Contratos con cantidades variables (pague lo generado) a precios fijos, 4. Contratos con cantidades y precios variables. En la siguiente gráfica, se muestra el comportamiento de los últimos 10 años del número de registros de contratos, de acuerdo con el tipo de asignación. Se observa un aumento desde el año 2014, por los contratos de cantidades variables (modalidad pague lo generado) y precios fijos; modalidad que se evaluará en la evaluación financiera del proyecto Santo Domingo, pues es la sugerida por las entidades financieras (XM S.A. E.S.P., 2017).

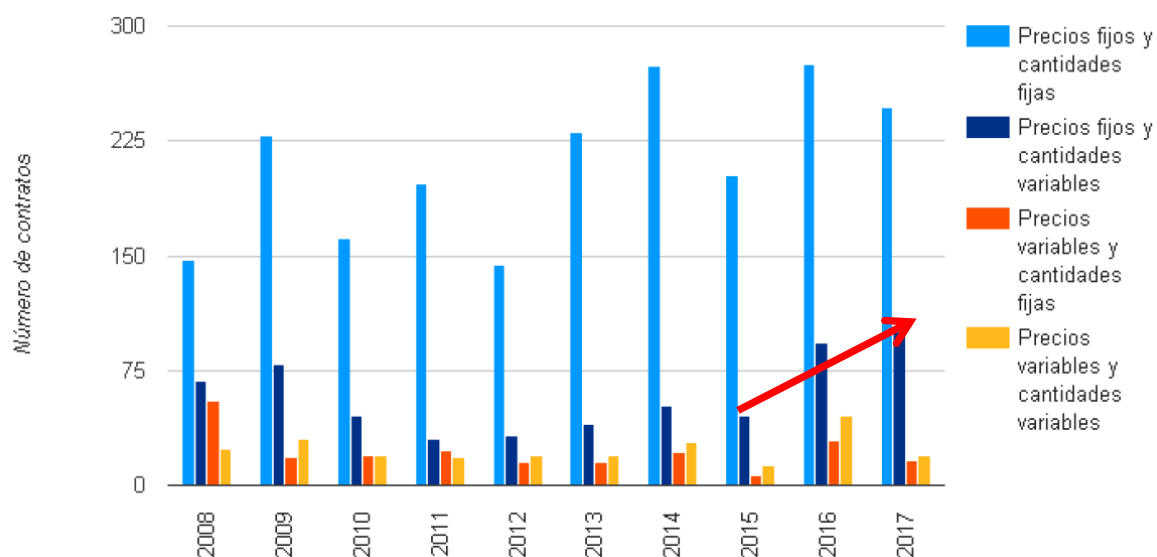


Ilustración 2 Número de contratos que iniciaron despacho por tipo de asignación²

Fuente: Tomado de (XM S.A. E.S.P., 2017)

4.2. LEYES 1715 DE 2014 Y 1819 DE 2016

Para la evaluación financiera del proyecto Pequeña Central Hidroeléctrica – PCH Santo Domingo, que se caracterizará en el numeral 5, se incluyó el efecto que

² Los contratos de precios y cantidades fijas de color azul claro en la gráfica son los que transan las grandes empresas generadores del MEM (caso EPM, Emgesa, Celsia).

tendrá sobre este la ley 1715 de 2014 o la ley 1819 de 2016, de tal manera que se pudieran evaluar los beneficios tributarios que más le convienen a la ejecución del proyecto, desde el análisis de la rentabilidad.

Para analizar el efecto que tienen las leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016 en un proyecto hidroeléctrico tipo PCH, se deberá tener en cuenta que, según el parágrafo 3°, del artículo 99° del Título I de la ley 1819 de 2016, las rentas exentas por la venta de energía eléctrica no podrán aplicarse concurrentemente con los beneficios establecidos en la ley 1715 de 2014.

La ley 1715 de 2014, tiene por objeto la promoción, el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico. Dado esto, la ley contiene básicamente cuatro incentivos a la inversión en proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) a saber: 1. Reducción anual de su renta hasta por 5 años del 50% del valor de la inversión. 2. Equipos, elementos, maquinaria, entre otros, serán excluidos de IVA. 3. Exención del pago de los derechos arancelarios de importación de equipos, elementos, maquinaria, entre otros. 4. Depreciación acelerada de activos.

Sin embargo, la ley 1819 de 2016, por medio de la cual se adoptó una reforma tributaria estructural (...), a través del artículo 99°, incluyó como rentas exentas a partir del año gravable 2018 y por quince (15) años, las ventas de energía eléctrica de FNCE, según las definiciones de la ley 1715 de 2014, es decir que, para un proyecto de FNCE, en un horizonte de 15 años, no se tendrá que destinar recursos para el pago de impuestos.

En la siguiente tabla, se resumen los beneficios que le otorgarían al proyecto cada una de las leyes:

Tabla 1 Beneficios tributarios para el desarrollo de proyectos FNCE en Colombia

Ley 1715 de 2014	Ley 1819 de 2016
1. Reducir anualmente de su renta, por los cinco (5) años siguientes al año gravable en que se haya realizado la inversión, un 50% del valor total de la inversión realizada. Decreto 2143 de 2015.	1. A partir del año gravable 2017, las ventas de energía eléctrica generada con base en FNCE, según las definiciones de la ley 1715 de 2014, serán rentas exentas
2. Los equipos, elementos, maquinaria, entre otros, estarán excluidos de IVA	
3. Los equipos, elementos, maquinaria, entre otros, estarán exentos del pago de los derechos arancelarios de importación	
4. Régimen de depreciación acelerada para equipos, elementos, maquinaria y obras civiles.	

Fuente: Elaboración propia, 2019.

Una vez expedida la ley 1715 de 2014, se procedió a reglamentar el proceso para acceder a los incentivos mencionados en la tabla anterior, y poder así solicitar la expedición de la certificación de beneficios ambientales, que deberá expedir el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en los términos del artículo 158-2 del estatuto tributario. Igualmente, para acceder a incentivos asociados a exclusiones de IVA, por la compra de equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios dentro o fuera del territorio nacional, deberán contar con la certificación emitida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales de equipos y servicios excluidos del impuesto, para lo cual se basará en la resolución UPME 703 de 2018 (artículos 3°, 4° y 5°).

Finalmente, es válido mencionar que las resoluciones MADS No. 1283 de 2016 y No. 1303 de 2018, establecen el procedimiento y los requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER), para poder obtener los beneficios tributarios de que trata la ley 1715 de 2014.

Con respecto a la aplicación de la exención de renta asociada a la ley 1819 de 2016, es importante mencionar que, los promotores de proyectos de FNCER que accedan a este beneficio tributario, deberán cumplir dos (2) requisitos, a saber: A. Tramitar, obtener y vender certificados de emisiones de bióxido de carbono, de acuerdo con la reglamentación del gobierno nacional; y B. Que al menos el 50% de estos recursos, sean invertidos en obras de beneficio social en la región donde opera el generador.

4.3. ELEMENTOS PARA LA CARACTERIZACIÓN Y DIAGNÓSTICO FINANCIERO DE LA EMPRESA

HZ Energy S.A.S. E.S.P., es una empresa colombiana del sector eléctrico que se constituyó en el año 2010 para participar en el mercado de energía mayoristas en el rol de generador y comercializador. Durante 8 años de trabajo, ha realizado importantes estudio de consultoría para empresas de servicios públicos domiciliarios, sobre todo en lo que tenía que ver con estructuras tarifarias, alumbrados de servicios públicos e interventoría; luego, se enfocó en la comercialización de energía para el mercado no regulado, llegando a tener clientes con demanda total de hasta 3 GWh/mes y llegando a transar hasta 10 GWh/mes (0.1% de la demanda País); de allí, giró a los proyectos de generación de energía, enfocada únicamente en la identificación, prefactibilidad y factibilidad de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) y a la par, realizando el proceso de licenciamiento ambiental, –Diagnóstico Ambiental de alternativas (DAA), Estudio de Impacto

Ambiental (EIA) –; al mismo tiempo, adquirió una PCH a la que se le hizo un overhaul para que iniciara operación continua desde julio de 2014.

Dado lo anterior, es importante recalcar que la empresa HZ Energy tiene un amplio conocimiento del sector eléctrico colombiano, en cuanto a operatividad del mercado, adicionalmente, debido a la experiencia en la generación de energía, ha creado una base de datos importante asociada a la Administración, Operación y Mantenimiento (AOM).

Mediante un análisis de estados financieros, se revisará el desempeño de la empresa para los años 2017 y 2018, de tal manera que, a la hora de evaluar el proyecto PCH Santo Domingo, se pueda relacionar la información y conceptuar con respecto al estado del negocio, es decir, se allanará camino que se deberá recorrer con las entidades bancarias que posiblemente financiarán el proyecto.

Según Wild, Subramanyam & Halsey(2007), el análisis de estados financieros es la aplicación de técnicas y herramientas analíticas en los estados financieros de propósito general, que reduce conjeturas, disminuye incertidumbre, no subestima la necesidad de un criterio experto, sino que, proporciona una base sistemática y eficaz para el análisis del negocio (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007). Para analizar los estados financieros, se cuenta con una variedad de herramientas que se ajustan a las necesidades específicas que, para este caso, son las siguientes:

4.3.1. Análisis de estados financieros comparativos

Los análisis de estados financieros comparativos se realizan confrontando el Estado de la Situación Financiera (ESF) y el Estado del Resultado Integral (ERI) consecutivos de un periodo a otro, obteniendo así información con respecto a tendencias, la relación entre diferentes partidas, y los casos anormales que implican necesariamente una investigación detallada. Este análisis normalmente se realiza en términos absolutos (pesos) y en términos porcentuales, y se conocen también con el nombre de análisis horizontal y análisis vertical (Wild et al., 2007).

4.3.2. Análisis de razones financieras

El análisis de las razones financieras es de las herramientas más populares y ampliamente utilizada en el análisis financiero. Una razón se expresa como una relación matemática entre dos cantidades, de tal manera que permita comprender las condiciones financieras fundamentales, y la identificación de las áreas que requieran una investigación al descubrir condiciones y tendencias difíciles de identificar mediante un análisis de componente individuales (Wild et al., 2007).

Si bien existe un gran número de razones que se pueden determinar, a continuación, se presentan las que se desarrollarán en el marco de la presente investigación, pues se sabe que, algunas de ellas son de únicas circunstancias o industrias específicas.

Tabla 2 Razones financieras para evaluación de la compañía HZ Energy

Liquidez	
Razón corriente	$\frac{\text{Activos corrientes}}{\text{Pasivos corrientes}}$
Capital de trabajo neto	$\text{Activos corrientes} - \text{pasivos corrientes}$
Endeudamiento	
Razón de endeudamiento	$\frac{\text{Pasivo total}}{\text{Activo total}}$
Cobertura de intereses	$\frac{\text{UAI}}{\text{Intereses}}$
Relación deuda/patrimonio	$\frac{\text{Pasivo total}}{\text{Patrimonio}}$
Rentabilidad	
Rentabilidad del activo total (ROA)	$\frac{\text{Utilidad neta}}{\text{Activos}}$
Rentabilidad del patrimonio (ROE)	$\frac{\text{Utilidad neta}}{\text{Patrimonio}}$
Rentabilidad sobre ventas	$\frac{\text{Utilidad neta}}{\text{Ventas}}$

Fuente: Elaboración propia con información de Wild et al., (2007)

4.4. ESQUEMA DE VENTA DE ENERGÍA (ESCENARIOS)

En Colombia, las empresas que se dedican a la generación de energía, independientemente de la capacidad de generación, realizan las transacciones por medio de la bolsa de energía eléctrica (mercado spot). En este mercado, el operador (XM S.A. E.S.P) es el encargado de realizar el despacho ideal de los recursos ofertados por cada empresa generadora para garantizar el pronóstico de demanda en cada una de las horas del día siguiente. Las empresas registradas en el mercado, y que representan plantas mayores a 20 MW, tienen la obligación de participar haciendo ofertas de cantidad y precio, con base en sus costos de generación y el debido componente de riesgo. Según lo establecido en la resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG No. 026 de 2001, las empresas generadoras deberán informar diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND), una única oferta de precio para las 24 horas por cada unidad de generación (medida en valores enteros de \$/MWh); de tal manera que, con esto se pueda determinar la disponibilidad de recursos de menor precio requeridos para atender la demanda real, y así obtener un único valor en el mercado spot, que será pagado a los generadores que se les haya aceptado su oferta, independientemente del precio ofertado inicialmente. (J. Garcia, Bohorquez, Lopez, & Marin, 2014).

En la siguiente ilustración se podrá apreciar la diferencia de los últimos 14 años, en el precio de la energía en el mercado spot (bolsa) y los contratos de largo plazo contraídos entre los agentes y en el mercado no regulado. Es importante mencionar que, en el periodo comprendido entre los años 2004-2008, las diferencias no eran sustanciales, sin embargo, entre el año 2008-2012, por asuntos de fenómenos climáticos extremos (niño-niña) se presentaron algunos contrastes, pero los más representativos se obtendrían en el periodo 2013-2017, en los que se observa una gran volatilidad en la bolsa.

Las volatilidades indicadas en rojo generalmente, implican riesgos altos para los agentes del mercado, máxime para una empresa pequeña que mensualmente no transa más de los 10 GWh/mes (aproximadamente 0.1% de la demanda País), pues

en el evento de tener que comercializar (comprar o vender) energía en el mercado spot, necesariamente tendría que garantizar la solvencia a través de la Capacidad de Respaldo de Operaciones de Mercado (CROM), según lo define la resolución CREG 156 de 2016 (y sus modificaciones). Este escenario del mercado spot, es el que lleva a las entidades financieras, a exigir a los promotores de proyectos, ventas de energía a través de acuerdos tipo PPA.

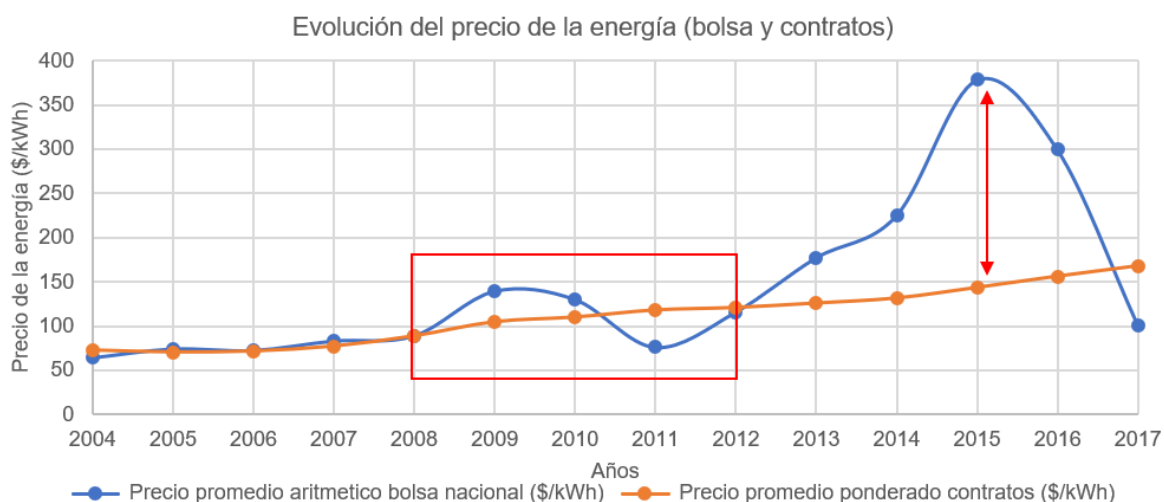


Ilustración 3 Evolución del precio de la energía de los últimos 14 años

Fuente: elaboración propia con información de (XM S.A. E.S.P., 2017)

El precio de la energía en Colombia depende de dos factores principalmente, uno es el nivel de los caudales, es decir, la hidrología en las zonas de los grandes embalses (principalmente Antioquia y el centro del País); y el otro, la composición de la generación. Adicionalmente, existen dos indicadores de precios: el precio spot, siendo “el precio al que se liquida la energía vendida o comprada por cada uno de los generadores del País, cuando su generación efectiva difiere de lo vendido en contratos de largo plazo” (Bonilla & González, 2017), y el cual presenta una alta volatilidad (Jiménez Yepes, 2017). El segundo indicador de precio es el precio de compromisos de energía de largo plazo, tanto del mercado regulado como el no regulado, estos precios están asociados a los contratos que se pactan con las centrales eléctricas, que acuerdan libremente el precio, las cantidades de la energía

transada y el plazo de entrega en contratos bilaterales (Bonilla & González, 2017). Es válido mencionar que, los precios fijos de largo plazo generalmente van acompañados de una garantía de compra.

Para la evaluación financiera del proyecto, se tendrá en cuenta únicamente el caso determinístico, que se obtiene con el esquema de venta de contrato de largo plazo, el cual se conoce comercialmente como un PPA (Power Purchase Agreement, por sus siglas en inglés) (Castillo, 2015); esquema que es normalmente aplicable a proyectos financiados a través de un Project Finance, pues debido a los riesgos asociados a la venta de energía, la banca nacional no está dispuesta a asumir riesgos de venta (alta volatilidad) para proyectos que deben autofinanciarse.

Los contratos de venta de energía o PPA, se crearon con el objetivo de reducir la volatilidad de los predios de la energía, tan es así que, García et al (2014) encontraron mediante la aplicación de un modelo de Cournot, que mientras más energía se transe a través de contrato de largo plazo, la volatilidad del precio de bolsa y el precio como tal, tienden a disminuir, lo que permite afirmar que, un contrato funciona como una cobertura que permite asegurar el precio de la energía durante un periodo estipulado de tiempo (Ortiz Echavarría & Londoño Aristizábal, 2017), (J. Garcia et al., 2014).

En la siguiente ilustración, se presenta un resumen de la energía transada en el mercado, para el periodo comprendido entre el año 2004 y 2017, de la que se puede deducir a simple vista que, la cantidad de energía transada a través de contratos crece con mayor rapidez con respecto a la energía transada en la bolsa, pues se pasa de 47.917 GWh en el año 2004 a 67.393 GWh en el año 2017. Igualmente, se puede predecir fácilmente que, la cantidad transada a través de la bolsa generalmente permanece constante e inferior a los 20.000 GWh/mes para el periodo analizado (XM S.A. E.S.P., 2017).

Con base en lo anterior, se puede inferir que la gran mayoría del Mercado de Energía Mayorista (MEM) se desarrolla alrededor de contratos entre públicos y

particulares, en los cuales se fijan unas condiciones contractuales, de tal manera que, el ASIC, que funciona como administrador del mercado, pueda garantizar el cumplimiento de estos.

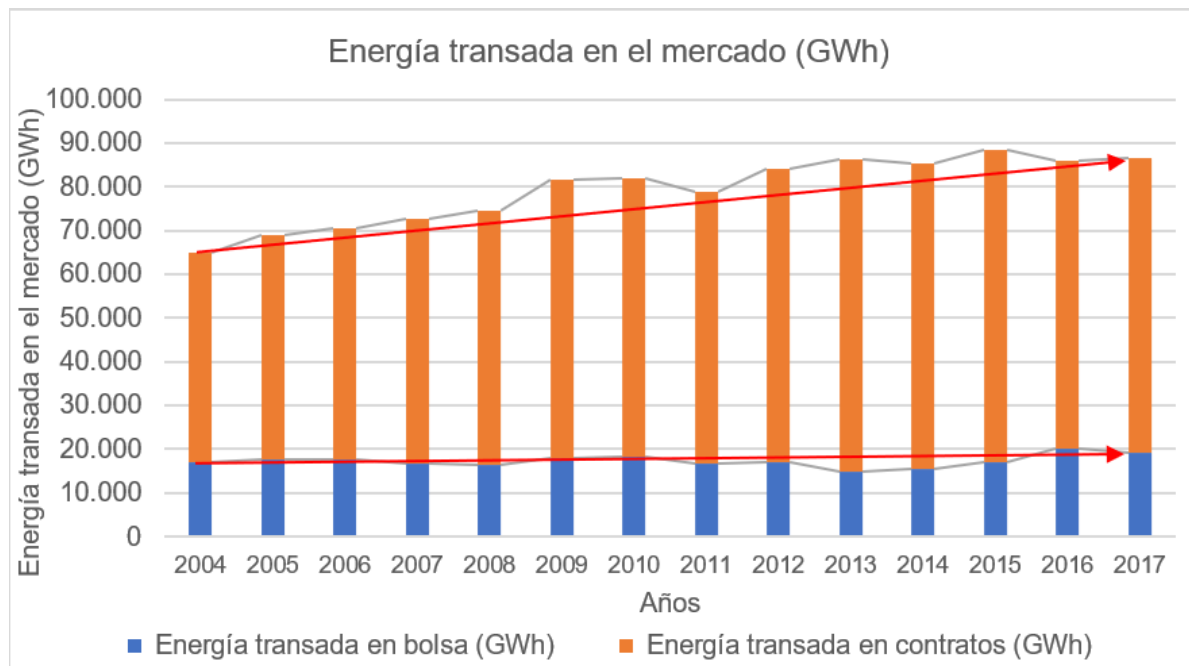


Ilustración 4 Energía transada en el mercado eléctrico para el periodo 2004-2017 en GWh/año

Fuente: elaboración propia con información de (XM S.A. E.S.P., 2017)

En el mercado eléctrico colombiano existen diferentes tipos de contratos para la negociación de energía, entre los que se destacan, los contratos bilaterales, forward, over the counter (OTC, “a la medida”), contratos estandarizados, de futuros o Exchange. Para esta investigación, y dada la naturaleza de la empresa HZ Energy (generador), únicamente se hará la evaluación financiera del proyecto tipo PCH con esquema de venta de energía con contratos bilaterales, los cuales son acuerdos privados que se firman entre dos partes y que permiten tener una alta flexibilidad para definir los términos del contrato, teniendo en cuenta las necesidades o pretensiones de cada parte. Según García et al. (2014), en el mercado colombiano existen tres tipos de contratos OTC: pague lo contratado (PLC), donde el comprador debe pagar, independiente de su consumo, el monto de energía pactado en el contrato; pague lo demandado (PLD), que implica únicamente el pago de la energía

que consuma el comprador; y por último, pague lo generado (PLG), en el que los compradores se comprometen a pagar toda la energía generada por el vendedor. Para la evaluación financiera del proyecto se contemplarán únicamente contratos tipo pague lo generado (PLG), pues son los que menos riesgos asociados al mercado spot tienen y, por ende, son los que las entidades financiadoras exigen (Quijano Restrepo & Idárraga García, 2018).

4.5. ESTRUCTURA DE CAPITAL (E_k)

Según Ximei Liu et al. (2015), China tuvo que superar unas grandes dificultades de financiación en proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas, y solo después de varias décadas de desarrollo, logró un progreso significativo. Los principales retos, se resumen a continuación (Ximei, Ming, Xu, Lilin, & Junrong, 2015).

- En su época, la necesidad de capital fue una limitante para el desarrollo de proyectos de PCH, debido a que, el gobierno Chino limitó los préstamos estatales y los bancos comerciales carecían de cantidades de recursos.
- Adicional a la escasez de capital, los bancos comerciales Chinos limitaron la deuda de largo plazo y únicamente estuvieron dispuestos a financiar entre el 48%-60% del valor del proyecto, que es un caso inusual con respecto a otras industrias. Adicionalmente, redujeron los tiempos de préstamos a 5 años y las tasas de interés eran significativamente altas.

La estructura de capital (o estructura financiera) de un proyecto, es la combinación que se da de acuerdo con las fuentes de financiación a las que se acude para la ejecución de este. Generalmente, estos recursos se dividen en dos grupos, el primero es asociado a los recursos provenientes de acreedores externos, por ejemplo, las entidades financieras; el segundo es asociado a los recursos provenientes de los inversionistas, considerados recursos internos (Gallego Escobar, 2018).

Si bien existen modelos teóricos para determinar la estructura de capital, tales como, Miller y Modigliani (1963), Deangelo y Masulis (1980), Altman (1984) y Kim (1978), Jense y Meckling (1976) y Ross (1977), Ravid y Saring (1991); para esta investigación se usará la información recolectada en la tesis de maestría de Quijano et al., (2018), en la que recopiló información primaria con respecto a las experiencias de financiación de PCH en Colombia en los últimos años, teniendo como fuente de información las entidades bancarias con antecedentes de financiación de estos proyectos, empresas o inversionistas desarrolladoras de PCH, y las entidades públicas de control y de fomento al privado (Quijano et al, 2018).

En la siguiente tabla se resumen los principales resultados obtenidos en la investigación citada.

Tabla 3 Principales parámetros de financiación de proyectos de PCH en Colombia

Variable	Valor obtenido
Porcentaje de deuda	Desde 60% hasta 80%
Fuente de financiación	Project Finance – créditos corporativos
Potencia instalada (MW)	PCH'S < a 20 MW
Contrato de venta de energía	PAA – Pague lo generado
Periodos	8 a 12 años, con 2 años de gracia para la construcción.
Tasa de interés	DTF + (3.95% - 5%)
Comisiones	2.5% - 5%

Fuente: (Quijano Restrepo & Idárraga García, 2018)

Con base en lo anterior, para esta investigación se desarrollarán escenarios de financiación con porcentajes de deuda que van desde el 60% del CAPEX (capital expenditures) hasta el 80%, de tal manera que se pueda determinar, cuál escenario maximiza la rentabilidad, teniendo en cuenta que, estos valores son los sugeridos por las entidades bancarias, y la premisa del proyecto es obtener la financiación en la banca local, máxime cuando a nivel latinoamericano existen casos como el de Brasil, en el que el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) tiene

un financiamiento especial para PCH, con créditos de hasta el 80% del CAPEX, a 10 años y con periodos de gracia equivalentes al tiempo de construcción; siempre y cuando la venta de la energía esté garantizada por contrato con clientes previamente aprobados (Gomelsky, 2003).

4.6. PROJECT FINANCE EN LA ESTRUCTURACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

Por asuntos meramente gerenciales, la empresa HZ Energy posee una alta aversión al endeudamiento, pues tal cual se observa en el numeral 8.1.2. de la presente investigación, la razón de endeudamiento tiene valores cercanos a deuda cero.

Dicho lo anterior, es más conveniente para los objetivos estratégicos de la empresa desarrollar un proyecto a través de un vehículo de propósito especial (SPV, por sus siglas en Inglés), es decir, renunciar a flexibilidades administrativas y de gobernabilidad, proteger ante el riesgo de que las circunstancias sean adversas y asumir las demoras ante la rigurosidad de la estructuración del proyecto, lo que, en otras palabras es, obtener una financiación bajo la metodología de Project Finance (Gómez & Diez, 2015).

El Project Finance, de acuerdo con Finnerty (2013), es un mecanismo de financiación de proyectos, que está basado en la capacidad del propio proyecto, de generar flujos de caja positivos. Es conocido como un financiamiento sin recurso, o con recurso limitado a los promotores del proyecto (equity), pues en su estructura, la SPV tiene el objetivo de separar los balances financieros de las compañías promotoras, de los del proyecto, lo que permite aislar los riesgos de ambos, pues ante un mal resultado en el desempeño del proyecto, no se afectará la solvencia del promotor y de la misma manera, malos desempeños en la operación de los promotores no afectarán al proyecto (Finnerty, 2013).

Debido a que el objetivo de esta investigación está enfocado a evaluar las ventajas que tendría usar para un proyecto hidroeléctrico en Colombia los beneficios tributarios contenidos en la ley, no se ahondará en la teoría y detalle de ejecutarlo a través de una financiación tipo Project Finance, sin embargo, a continuación se presentarán, de manera general, los principales componentes para esta financiación.

Special Purpose Vehicle (SPV)

La compañía del proyecto (o SPV) es la institución legal que recibirá todos los activos y el mandato de llevar a cabo la construcción y operación del proyecto PCH Santo Domingo, por ende, será la entidad encargada de conseguir la financiación restante vía deuda y la responsable de los acuerdos con las distintas partes intervinientes (Gómez & Díez, 2015).

La SPV se convierte en un mecanismo de gestión de riesgo, pues es la unidad legal que contrata y gestiona con todas las partes relacionadas del proyecto, permite la financiación sin recurso o con recurso limitado, protegiendo los recursos de las empresas propietarias. La gestión del riesgo implica llevar a cabo una compleja red de contratos que relacionan las entradas y las salidas, creando un puente que atenúa el riesgo de la SPV al transferirlo a las partes que mejor puedan manejarlo (Gómez & Díez, 2015).

A continuación, se presenta una ilustración que contiene las relaciones contractuales y de dos direcciones para la estructura de la SPV y los participantes del Project Finance del proyecto PCH Santo Domingo.

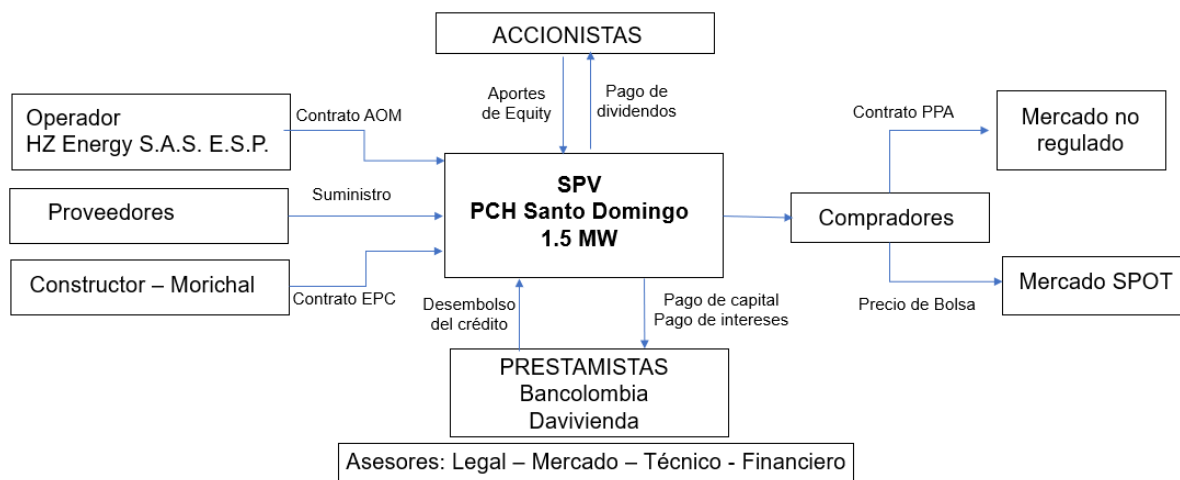


Ilustración 5 Relaciones contractuales de la SPV del proyecto PCH Santo Domingo

Fuente: elaboración propia con información de (Gómez & Díez, 2015)

4.7. METODOS DE EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS

Para evaluar la viabilidad financiera de un proyecto hidroeléctrico tipo PCH, y la posterior evaluación del impacto de la legislación colombiana (leyes 1715 y 1819), se deberá plantear un modelo de evaluación que refleje la estructura de ingresos y costos de dicho tipo de proyecto, a la luz de la normatividad actual y las condiciones de mercado, en especial aquellos aspectos relacionados con la comercialización de energía (Restrepo et al., 2017).

De acuerdo con Arango (2015), la valoración de activos representa un eje fundamental en la teoría financiera moderna, debido a que, para una compañía, es de suma importancia establecer el valor que una determinada inversión agregará para el cumplimiento de los objetivos estratégicos; por tanto, es necesario utilizar una metodología adecuada, dependiendo del activo y evitando al máximo la toma de datos subjetivos que puedan tergiversar los resultados, e introducir riesgos innecesarios. En la actualidad, se utiliza un amplio número de herramientas para valorar proyectos de inversión, los cuales pueden ser clasificados así: 1. La

evaluación relativa, que estima el valor de un activo a partir de activos de características similares valorados en el mercado, 2. La evaluación a través de opciones reales, que se aplica generalmente a proyectos que proporciona algún tipo de flexibilidad futura y la cual consiste y se basa en asignar valor según los flujos de caja contingentes que dependen de la ocurrencia de ciertos eventos (Damodaran, 2012), 3. El flujo de caja descontado, que valora un activo (proyecto de inversión) en función de la estimación de los flujos de dinero futuros, para luego descontarlos a una tasa apropiada según el riesgo de dichos flujos (Fernandez, 2008).

Debido a que el resultado de la evaluación financiera del proyecto de inversión depende del método de evaluación, y que para esta investigación es importante definir el escenario más conveniente y aproximado para la financiación de un proyecto hidroeléctrico, en la siguiente descripción de los métodos de evaluación, se presentará: el método por evaluación relativa, la evaluación por opciones reales, y la evaluación por flujo de caja descontado.

4.7.1. Evaluación financiera relativa

Para la valoración relativa, el valor de los activos es estimado indirectamente, es decir, a partir del valor de activos similares valorados en el mercado. Acto seguido, se utiliza el concepto de los múltiplos (razón entre el valor del activo similar y alguna característica propia del activo, es decir, ingresos, utilidades, ventas, etc.) para relacionar el activo de referencia con respecto al activo a valorar.

Esta evaluación se puede hacer con dos enfoques, el primero, tiene que ver con la comparación con otro activo de características similares dentro del mismo sector; y el segundo, una comparación temporal para activos maduros basada en valoraciones pasadas del mismo activo.

El método mencionado es sencillo y fácil de usar, sin embargo, presenta ciertas incertidumbres y supuestos que no lo hacen viable, pues parten del hecho de que el mercado realiza adecuadamente las valoraciones para los activos similares y que

es fácil adquirir información de activos similares, lo que generalmente no es cierto (Arango, 2015).

4.7.2. Evaluación financiera a través de Opciones Reales

En 1973, Black y Scholes definieron que una opción es un instrumento que otorga el derecho, mas no la obligación, de comprar o vender un activo, con determinadas condiciones específicas dentro de un periodo de tiempo establecido. Se definen entonces así, dos tipos básicos de opciones: las que otorgan el derecho a comprar (opción call) y las que otorgan el derecho a vender (opción put) un activo en una fecha (tiempo de expiración) y precio específico (precio strike). Una opción real define la posibilidad de ejecutar opciones circunstanciales sobre activos reales, tales como el desarrollo de un proyecto; en consecuencia y como analogía a la definición de opción financiera, una opción real se puede definir como el derecho, más no la obligación, de modificar las condiciones iniciales de un proyecto de inversión como atenuante a la evolución de la incertidumbre de sus variables subyacentes. Definido esto, la capacidad de atenuar la incertidumbre asociada a las variables subyacentes define la flexibilidad de un proyecto, razón por la cual, un proyecto posee opciones reales que pueden ser valoradas debido a que la gerencia de este las puede ajustar en el tiempo (Isaza Cuervo & Botero Botero, 2014), (Black, F. y Scholes, 1973).

Tal cual lo resumen Isaza y Botero (2014), la teoría de las opciones reales postula que: 1. Los proyectos con un gran componente de incertidumbre podrían poseer opciones reales de diferir inversión, abandonar (que es desmantelar), construir por etapas, expandir, contraer e intercambiar (flexibilidad operativa). 2. Los proyectos son flexibles si las opciones de modificar el curso de estos son identificadas y pueden ser ejecutadas (flexibilidades comerciales). 3. La flexibilidad implícita en el proyecto adiciona valor al proyecto de inversión (Isaza Cuervo & Botero Botero, 2014).

Debido a que para desarrollar este método es fundamental que con el proyecto se puedan desarrollar flexibilidades operativas, por ejemplo, el uso de al menos dos

opciones de combustible (para el caso de plantas térmicas); flexibilidades comerciales, por ejemplo periodos cortos con PPA y ventas de energía en bolsa, que no son aprobadas por las entidades bancarias para la financiación de este proyecto; flexibilidades de inversión, por ejemplo, la ampliación de la planta de generación, y teniendo en cuenta que, según Bonilla et al., (2017), uno de los problemas que presenta esta evaluación es que tiende a sobrevalorar los proyectos, para este caso, no se considera relevante ni pertinente realizar una evaluación por este método (Bonilla & González, 2017).

4.7.3. Evaluación financiera por Flujo de Caja Descontado (FCD)

De acuerdo con García (2003), el valor agregado de una empresa (o proyecto), deberá ser el aumento del patrimonio o la riqueza de sus accionistas; así pues, valorar, significa generar una estimación, en términos económicos, de la capacidad de generación de riqueza que tiene un activo productivo, sea este, un proyecto de generación de energía. Dicho valor, generalmente está correlacionado con el potencial de generación de flujos de efectivo futuros (O. L. Garcia, 2003), (Ross, Westerfield, & Jordan, 2010), (Aramburo & Villegas, 2018).

En finanzas, el modelo de Flujo de Caja Descontado (FCD) funciona como el marco básico para la mayoría de los análisis y es el método de valoración más aceptado, en tanto representa adecuadamente la creación de valor a través de la explotación de un activo a lo largo del tiempo, (Aramburo & Villegas, 2018). Según Gómez y Diez (2015), un flujo de caja es el resultado de restar los egresos de los ingresos en un periodo determinado de tiempo, sin embargo, debido a que una inversión debe ser evaluada financieramente, teniendo en cuenta los aportantes de capital, es indispensable desarrollar el flujo de caja teniendo en cuenta el sistema de apalancamiento financiero, tal cual como lo define García (2003), “el flujo de caja libre, es el flujo de caja que genera la empresa para sus beneficiarios, que son los acreedores financieros y los socios” (O. L. Garcia, 2003, p. 132).

La estructura para el flujo de caja libre sigue la siguiente estructura, (Gómez & Diez, 2015):

(+) Ingresos por venta (\$)
(-) Gastos
(-) Costos (\$)
(=) Utilidad bruta (\$)
(-) Depreciaciones
(=) Utilidad antes de impuestos e intereses (UAI)
(-) Gastos financieros - Intereses
(-) Gastos financieros - GMF
(=) Utilidad antes de impuestos (UAI)
(-) Impuestos
(=) Utilidad Neta
(+) Depreciaciones
(+) Ingresos por préstamos
(-) Abono a capital
(-) Inversión en el proyecto
(+) Valor de desecho
(=) Flujo de caja neto (FDC)

Ilustración 6 Estructura del flujo de caja libre del inversionista

Fuente: Elaboración propia con información de (Gómez & Diez, 2015)

Si bien la construcción del flujo de caja libre proyectado es importante, esto solo constituye una parte de la evaluación financiera, pues para tomar una decisión acertada con respecto a la inversión en un proyecto, es necesario definir criterios de decisión de inversión enfocados a la rentabilidad, es decir, cuánta cantidad se obtiene como ganancia sobre el capital que se invirtió (Gómez & Diez, 2015). En el análisis de inversiones, por ejemplo, la opinión convencional es que el Valor Presente Neto (VPN) de un proyecto es la medida del valor que agregará a la empresa que lo toma. Por lo tanto, invertir en un proyecto de VPN positivo (negativo) aumentará (disminuirá) el valor (Damodaran, 2012). Su idea general consiste en determinar el valor, a pesos de hoy, de un proyecto a partir del valor presente de los flujos de caja que se espera que este genere en un horizonte de tiempo determinado, descontados a una tasa de descuento o costo de capital, de acuerdo con las características del sector, la estructura financiera de la organización y las condiciones del mercado. Esta tasa incorpora la percepción de riesgo de los

inversionistas del proyecto y la incertidumbre asociada al proyecto, puntualmente a la posibilidad de no generar los flujos de caja esperados. Normalmente, esta tasa será mayor para activos de alto riesgo, es decir, volátiles (y quizás con flujo de efectivo bajos), y cercana a la tasa libre de riesgo para activos más seguros y con flujos más predecibles (Arango, 2015), (Damodaran, 2006).

La valoración se realiza de acuerdo con la siguiente ecuación (Restrepo et al., 2017).

$$Valor\ del\ proyecto = \sum_{t=0}^n \left[\frac{flujos\ futuros}{(1 + WACC)^t} \right] + V_R$$

Donde:

WACC: costo promedio ponderado de capital

Flujos futuros: flujo de caja futuro generado por el proyecto

V_R : valor residual o de desecho

Si bien en la teoría de las finanzas existe una gran diversidad de modelos de flujo de caja que son implementados para diferentes propósitos, por ejemplo; 1. El flujo de fondos para los accionistas, que permite obtener el valor de las acciones; 2. El flujo de fondo para los proveedores de deuda, que es la suma de los intereses que corresponde pagar por la deuda más las devoluciones de capital y; 3. El flujo de fondos libre o flujo de cada libre (FCD), sobre el cual se basa gran parte de esta investigación, y que se puede obtener al descontar los flujos de caja esperados (remanentes, luego de cumplir con los costos operacionales, la reinversión, los impuestos, los intereses de la deuda, para el caso del sector eléctrico, las transferencias del sector por ley 99 de 1993, los costos del mercado, entre otros), a una tasa llamada promedio ponderado del costo de capital (WACC, por sus siglas en inglés), que representa el costo de los diferentes componentes de financiación usados por los inversionistas o promotores del proyecto y ponderados de acuerdo a su participación dentro de la inversión, es decir, Deuda y equity (D, E).

Para realizar una valoración por flujo de caja descontado, que sea válida, se deberá tener en cuenta que, el valor presente neto de la inversión es altamente sensible a la tasa de descuento determinada, pues según autores como Timothy A. Luehrman (1997), la elección de una tasa de descuento inapropiada es la principal causa de valoraciones erráticas (Luehrman, 1997).

Para la valoración de activos, en este caso, de un proyecto de inversión, la tasa de descuento que se utilizará será el WACC (ver la siguiente ecuación), que representa el costo promedio ponderado de capital, en el cual está embebido el costo de la deuda (**K_d**), y el costo del patrimonio (o retorno de los inversionistas, **K_e**). Lo anterior está relacionado con el método de financiación que los inversionistas le darán a dicho proyecto y que, para este caso, estará acotado a métodos de financiación directa, es decir, sin tener en cuenta instrumentos que impliquen la venta o cesión de participación en el proyecto.

$$WACC = \sum_{i=1}^n P_i C_i = \frac{E}{E + D} K_e + \frac{D}{E + D} K_d (1 - t)$$

Donde:

K_e: Costo de los recursos propios.

K_d: Costo de la deuda

t: tasa impositiva.

Para analizar el costo de la deuda (K_d) y con base en lo reportado por Quijano Restrepo e Idárraga García (2018) en su investigación, en la cual documentaron los métodos comúnmente utilizados para financiar proyectos tipo PCH en Colombia, y también las estrategias de negocio que permiten mejorar las condiciones de estos para reducir la necesidad de crédito o cumplir con los estándares para acceder a este, (Quijano & Idárraga, 2018); para esta investigación, y a pesar de que autores como Miranda (2016), en sus publicaciones presenta una cantidad considerable de métodos de financiación; luego de identificar los diferentes factores técnicos que

inciden en una PCH, y debido a que el proyecto de HZ Energy ya posee la licencia ambiental (y demás trámites asociados), es decir, la etapa preconstructiva ya fue surtida, solo se contemplará la financiación a través de deuda corporativa (contra balance de socios) y contra flujos futuros del proyecto (a través de una Project Finance) (Miranda, 2016). Este último, es al parecer la condición ideal y la de estudio para esta investigación, pues el mismo proyecto es garantía de los ingresos futuros que funcionarán como fuente de pago junto al resto de activos construidos, pero sus costos tenderán siempre a ser más elevados que un crédito corporativo por las coberturas de riesgo, los extracostos y la duración de la etapa de estructuración.

Teniendo en cuenta que el negocio del financiador consiste en prestar recursos esperando recuperarlos en un plazo pactado y, con una retribución definida de interés que se calcula dependiendo de los riesgos de no pago del prestatario, los escenarios de financiación planteados difieren sustancialmente en los costos financieros asociados, los cuales se agrupan en tres grandes conjuntos: comisiones (extracostos), garantías y tasas; (Quijano & Idárraga, 2018) los cuales deberán ser tenidos en cuenta en el modelo financiero del proyecto, pues afectarán de una u otra manera los flujos futuros, y por ende, serán determinantes para definir la estructura óptima de financiación del proyecto.

Para analizar el costo del patrimonio o de los recursos propios (K_e), se utilizará el modelo de valoración de activos financieros (CAPM, por sus siglas en inglés), y propuesto por Sharpe (2016), y el cual incluye una prima de Riesgo País (RP), que considera el rendimiento adicional requerido por los inversionistas debido a su exposición a un riesgo determinado (Rosso, 2014), y con el que se pretende estimar el retorno necesario para lograr cubrir todas las obligaciones del capital a partir de la rentabilidad media del mercado (R_m), la tasa libre de riesgo (R_f) y el beta del activo (β), el cual representa la correlación entre los retornos históricos del sector en que opera y la rentabilidad media (Arango, 2015), con otro País de referencia y para el cual se utilizará la información del portal del profesor Aswath Damodaran (Sharpe, 2016).

Lo anterior, se expresa en la siguiente ecuación:

$$K_e = R_f + (R_m - R_f)\beta + RP$$

La relación deuda-equity (D/E) es importante en cuanto a financiamiento, porque es una variable relacionada de manera directa con el flujo de caja descontado, pues sirve para determinar el WACC. Para las entidades financiadoras es importante una cantidad de equity considerable, pues se entenderá por esto un mayor compromiso por parte de los inversionistas del proyecto, aunque también se genera el riesgo de pago de este compromiso, por lo que el financiador buscará certeza en los aportes de los inversionistas, a través de aportes “par y paso”, es decir, que los desembolsos de deuda se hacen conforme el inversionista aporte el equity.

En la evaluación financiera de proyectos, es indispensable la identificación de todos los posibles indicadores que sean relevantes para la evaluación de un proyecto; luego, es necesario evaluar todo aquello que sea posible cuantificar, para poder posteriormente definir la viabilidad de la inversión. Según Cross (1981), una inversión desde un sentido económico es la colocación de un capital para obtener en un plazo una ganancia, razón por la cual, es importante profundizar en los criterios de evaluación financiera que se tienen en cuenta al realizar una inversión, únicamente desde el punto de vista de la rentabilidad (Cross, 1981), que según Corte (2007), es la relación entre los ingresos y los costos, que permite ver la rentabilidad de la inversión desde el punto de vista del inversionista, es decir, cuánta cantidad se obtiene como ganancia sobre el capital que se invirtió (Corte, 2007), (Gómez & Diez, 2015).

Los criterios para la evaluación financiera enfocados en la rentabilidad son el (VPN), que mide la rentabilidad deseada después de recuperar toda la inversión, adicionalmente, se adopta como criterio fundamental para la toma de decisiones en el contexto financiero, dado que dicho criterio obedece al objetivo de maximizar las utilidades del proyecto; el otro método es la Tasa Interna de Retorno (TIR), que está definida como la tasa de interés que hace el VPN igual a cero. Este criterio es

calculado a partir de un flujo de caja periódico, trayendo todas las cantidades futuras (flujos negativos y positivos) al momento cero, es decir, al momento en el que se realiza la evaluación (Gómez & Diez, 2015).

5. PROYECTO PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA – PCH SANTO DOMINGO

El proyecto Pequeña Central Hidroeléctrica – PCH Santo Domingo, se enmarca en lo definido en el numeral 10 del artículo 5° de la ley 1715 de 2014, con respecto a la energía de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, que son obtenidos a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en los cuerpos de agua a pequeña escala. Adicionalmente, el numeral 14 del artículo 3° de la ley 697 de 2001, define que los pequeños aprovechamientos, son los que se desarrollen para determinado caudal en un salto específico y que no superen el equivalente a los 10 MW.

Según la guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica publicada por la Asociación Europea de Pequeña Hidroelectricidad (ESHA, por sus siglas en inglés), el objetivo de un aprovechamiento hidroeléctrico es convertir la energía potencial de una masa de agua situada en un punto (el más alto del aprovechamiento) en energía eléctrica disponible en el punto más bajo, donde estará ubicada la casa de máquinas. La potencia eléctrica que se obtendrá es proporcional al caudal utilizado y a la altura del salto (ESHA, 2006).

La PCH Santo Domingo, aprovechará las aguas de la quebrada La Chorrera y San Buenaventura en el departamento de Antioquia, de las cuales se podrá aprovechar un caudal de 450 l/s, en un salto neto de 404.55 m, y que con un factor de eficiencia de 8.35, podrá proveer una potencia instalada de 1.5 MW. Con base en esto, la PCH se clasifica como un aprovechamiento de alta caída, y del tipo de agua fluyente,

pues no se dispone de embalse regulador, y la central trabaja mientras el caudal del río sea superior al mínimo técnico de las turbinas instaladas (ESHA, 2006).

Para la generación de energía con la PCH Santo Domingo, se deberá desarrollar una obra de derivación, un vertedero de crecientes, una obra de conducción, una casa de máquinas que albergará los equipos de generación, una obra de descarga, una subestación, una línea de conexión, una adecuación de las vías de acceso y una obra para la descarga del caudal ecológico. En la siguiente ilustración se esquematiza una vista en planta de las obras necesarias para el funcionamiento de una PCH (HZ Energy, 2016).

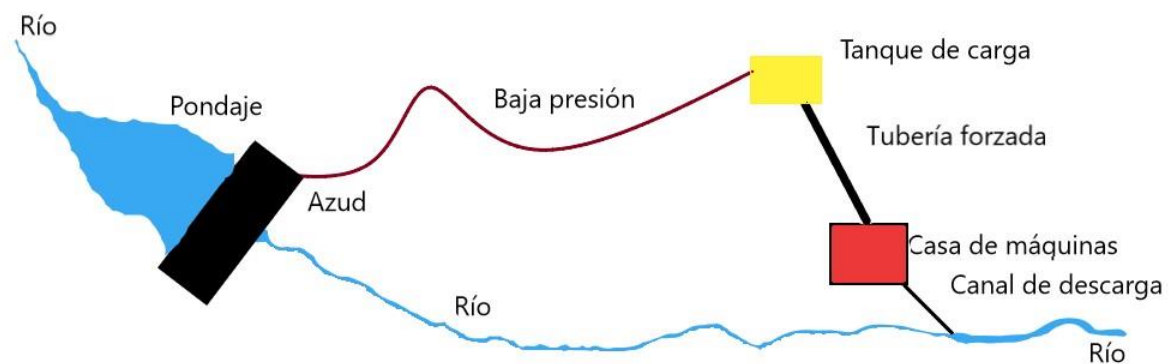


Ilustración 7 Vista en planta de una PCH

Fuente: Elaboración propia, 2019

Las obras mencionadas, tendrán las siguientes características técnicas:

Tabla 4 Características técnicas principales de la PCH Santo Domingo

Obras principales de la PCH Santo Domingo	
Obra de derivación	
Captación	Toma lateral
Azud	4.3 de paramento, muros de cierre de 1 m
Caudal de diseño (Tr=100 años)	15.95 m ³ /s
Material	Concreto reforzado y ciclópeo

Obras principales de la PCH Santo Domingo	
Vertedero de crecientes	14 m, con capacidad de evacuar hasta 26 m ³ /s
Obra de conducción	
Tubería GRP	1163.5 m de longitud, 500 mm de diámetro
Tubería Acero	533.76 m de longitud, 500 mm de diámetro
Pérdidas totales	27.86 m, 6.26%
Casa de máquinas	
Dimensiones	25.5 m de largo, 12 m de ancho, 8 m de alto
Equipos de generación	Una unidad Pelton de 2 inyectores
Obra de descarga	
Dimensiones	Canal en concreto con 31.2 m de longitud, 1 m de ancho y una altura de 0.5 m
Subestación y línea de conexión	
Transformador	2.3 kV a 13.2 kV
Línea de conexión	500 m de conexión a la Subestación El Limón
Adecuación de las vías de acceso	
Acceso a captación	Rehabilitación de 2 km de vías
Acceso a casa de máquinas	Rehabilitación de 300 m de vías
Obra para la descarga del caudal ecológico	
Caudal ecológico	0.021 m ³ /s = 21 L/s
Orificio sin control hidráulico	0.1 m de diámetro y descarga directa al efluente

Fuente: (HZ Energy, 2016)

Finalmente, es válido mencionar que la Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los Ríos Negro y Nare – CORNARE, expidió la resolución No. 112-1971-2017 del 28 de abril de 2017, por medio de la cual otorgó una licencia ambiental por la vida útil del proyecto (50 años), es decir, que la empresa HZ Energy, tiene la facultad para desarrollar el proyecto de aprovechamiento hidroeléctrico, ya que la licencia en mención lleva implícito el uso, aprovechamiento y afectación de los recursos naturales renovables necesarios (concesiones de agua, aprovechamiento forestal, vertimientos, zodmes).

Para la evaluación financiera del proyecto, es indispensable determinar los ingresos asociados a las ventas de energía, sin embargo, estos dependen de manera directa de los caudales asociados al proyecto de generación. Dicho esto, a continuación,

se presentarán los apartes más relevantes del estudio hidrológico, que hace parte integral del Estudio de Impacto Ambiental – EIA del proyecto Santo Domingo, y el cual fue desarrollado por el Ingeniero Nicolás Velásquez Girón, quien culmina estudios posdoctorales en el tema.

La cuenca que drena al punto de interés se encuentra en el Noroccidente antioqueño y se enmarca en una longitud que va desde los -75.12 hasta los -75.15 grados, y en su latitud va desde los 6.5 hasta los 6.53 grados al norte, conjunto a esta se encuentra la cuenca de la quebrada San Buenaventura (delimitada en amarillo en la siguiente ilustración), a partir de la cual se va a aprovechar un canal de desviación existente hacia la cuenca de la quebrada La Chorrera.

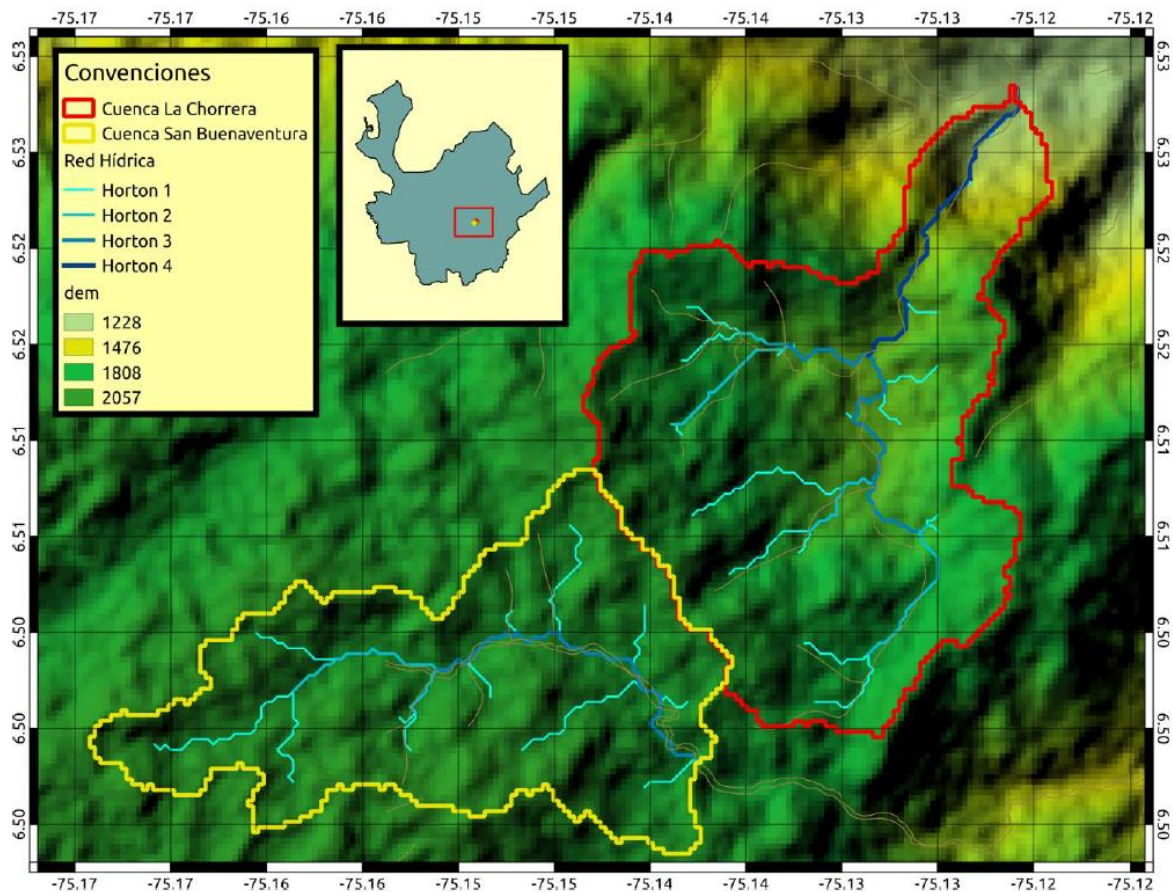


Ilustración 8 Área de estudio: Cuencas de la quebrada La Chorrera y San Buenaventura

Fuente: (HZ Energy, 2016)

Para la determinación de los caudales mínimos, medios, máximos y de la curva de duración de caudales, fue necesario determinar la ubicación precisa de la cuenca de interés, el estudio de la climatología de la zona, los patrones de precipitación y el aprovechamiento del suelo; información que fue agrupada en dos partes: información cartográfica e información hidro-climatológica. Adicionalmente, la cuenca de la quebrada La Chorrera presenta un desarrollo topográfico característico de montaña, con una pendiente media de 34%, y una pendiente media del cauce principal de 13.16%. Lo cual influye en la velocidad de transito de flujo en el cauce principal y en los afluentes de este, esto en conjunto con su tamaño, hace que sea una cuenca con una regulación pobre. En la siguiente tabla se presentan los principales parámetros morfométricos de la cuenca.

Tabla 5 Parámetros morfométricos de la cuenca de la quebrada La Chorrera y San Buenaventura

Parámetro	Parámetros de la cuenca de la quebrada La Chorrera		Parámetros de la cuenca Quebrada San Buenaventura
	Captación	Descarga	Sitio del canal de desviación existente
Área [km ²]	4.6	5.48	4.02
Perímetro [km]	11.9	15	14.6
Altura mínima de la cuenca [m.s.n.m]	1651	1215	1898
Altura máxima de la cuenca [m.s.n.m]	1901	1901	2063
Altura media de la cuenca [m.s.n.m]	1814	1767	1993
Longitud cuenca [km]	2.4	3.8	3.41
Pendiente de media la cuenca [%]	32.5	34.8	26.27
Altura máxima del cauce [[m.s.n.m]	1790	1790	1946
Longitud del Cauce [km]	2.2	3.74	2.9
Pendiente del Cauce [%]	5.1	13.16	1.42
Rendimiento [L/s/km ²]	54.3	49.2	49.75

Fuente: (HZ Energy, 2016)

Para la determinación de la Curva de Duración de Caudales (CDC) se usó la serie simulada de caudales, de la cual se observó que el caudal que es excedido el 50% del tiempo, es aproximadamente 0.23 m³/s, inferior al caudal medio (0.27), el cual según la curva es un caudal que es excedido aproximadamente el 45% del tiempo, de manera comparativa, el caudal ecológico (0.021 m³/s) es excedido aproximadamente el 99.5% del tiempo, lo que significa que a escala diaria podrían ocurrir caudales inferiores a este, con una probabilidad de ocurrencia del 0.5%, esta cuenca escasamente puede llegar a mostrar valores inferiores a este.

En la siguiente ilustración se presenta la CDC determinada para el punto de interés de generación de energía.

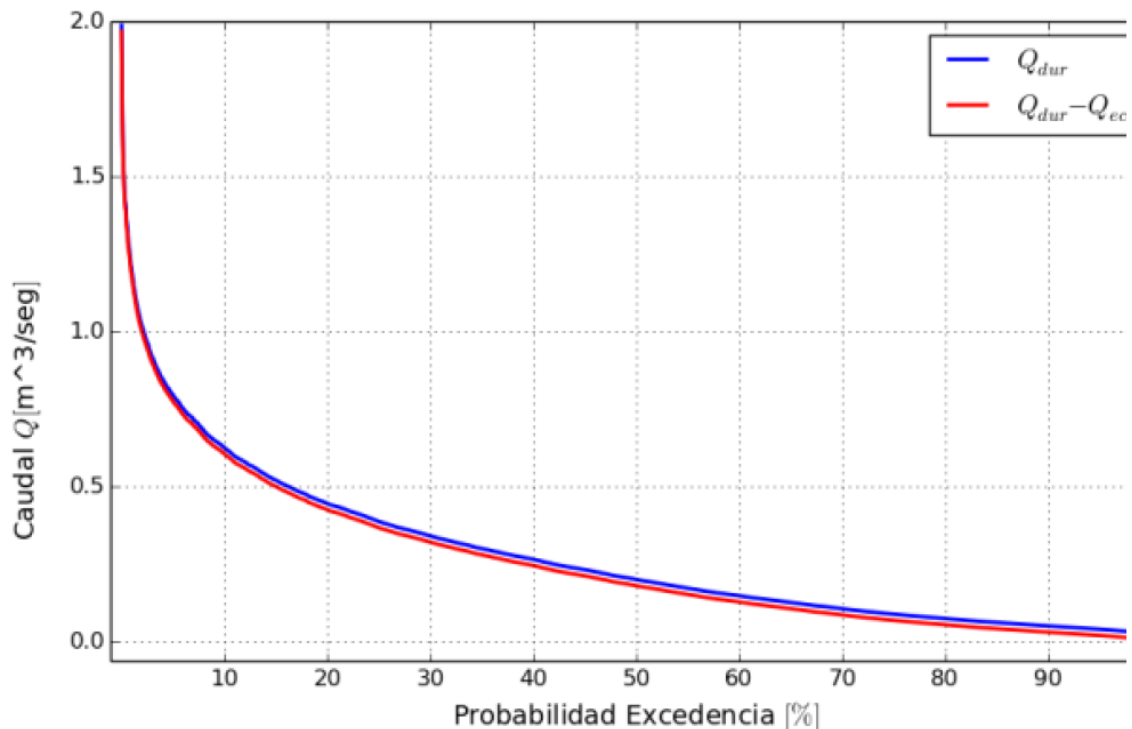


Ilustración 9 Curva de duración de caudales para el sitio de captación del proyecto

Fuente: (HZ Energy, 2016)

Con base en lo anterior, y en lo definido en la resolución No. 0520 del 9 de octubre de 2007 por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), se determinó la energía aproximada que se producirá una vez entre en funcionamiento la PCH

Santo Domingo. Para este cálculo, fue necesaria la curva de duración de caudales, el valor del caudal ecológico del proyecto (0,021 m³/s), el caudal de diseño de la central (0.45 m³/s), el salto neto, el factor de eficiencia que deberá garantizar la empresa proveedora de los equipos turbogeneradores y la gravedad. A continuación se presentan los resultados obtenidos del modelo de la UPME, aclarando que para la evaluación financiera se utilizará un valor de producción de energía de 8.83 GWh/año (8834,18 MWh/año).

Tabla 6 Principales parámetros para la estimación de producción de energía

Parámetro	Valor
g_w (N/m³)	9810
$Q_{\text{diseño}}$ (m³/s)	0,450
H_N (m): Salto neto	404,55
Q_{95} (m³/s) : Q95 de CDC - Qecológico	0,04
Q_{50} (m³/s) : Q50 de CDC - Qecológico	0,35
E_{MEDIA} MWh/año	10464,34
E_{firme} MWh/año	1046,43
$E_{\text{Instalada}}$ MWh/año	13454,15
Factor de Planta	65,7%
Eficiencia (Turbina, generador, transformador)	0,86
$P_{\text{instalada}}$(MW)	1,5
Índice de Aprovechamiento de la Cuenca [%]	52,19%
Energía Firme ($Q_{95\%}$) [MWh/Año]	1046,43
Energía Media ($Q_{50\%}$) [MWh/Año]	10464,34
Energía Secundaria ($Q_{50\%}$-$Q_{95\%}$) [MWh/Año]	9417,91
Energía Central [MWh/año]	8834,18

Fuente: (HZ Energy, 2016);(UPME, 2007)

Bajo las anteriores consideraciones, es necesario determinar escenarios reales para la venta de energía de una PCH en el Mercado de Energía Mayoristas (MEM), para una empresa que transa energía en el sector; definiendo unos escenarios de estructura de capital, afines a las entidades financieras, es decir, que incluyan las decisiones financieras que la administración toma a diario, con las que debe ser

rentable en el tiempo y generar valor (Gallego Escobar, 2018); para finalmente realizar una evaluación financiera y determinar la viabilidad del proyecto bajo el efecto de las leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016, las cuales no son concurrentes (Congreso de la República de Colombia, 2016).

6. METODOLOGÍA Y DATOS

En síntesis, en las secciones anteriores se presentaron los determinantes para llevar a cabo esta investigación; luego, se plantearon los objetivos, enfocados principalmente a identificar el efecto de la legislación colombiana, específicamente, las leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016 en un proyecto de una compañía del sector eléctrico colombiano, lo que implica, ajustar diferentes parámetros de acuerdo con la estrategia y el funcionamiento de la empresa. Finalmente, se ahondó en los posibles esquemas de venta de energía, la estructura de capital bajo la cual se financiaría el proyecto, y los diferentes métodos de evaluación financiera para proyectos de estas características, concluyendo que, el que más se aproxima a las particularidades del proyecto, es el método por Flujo de Caja Descontado (FCD).

Con todo lo anterior, en esta sección se presentan, de manera sistemática, los principales supuestos de modelación para la evaluación determinística, las variables de entrada, la forma cómo se determinaron y las fuentes de dónde se tomaron los principales datos. Adicionalmente, los parámetros para la evaluación estocástica y el software utilizado. Cabe anotar que, para ambas evaluaciones se presentarán tres (3) alternativas, a saber, una estimación de TIR y VPN sin ningún tipo de incentivo, una con incentivos de ley 1715 de 2014, y una con incentivos de ley 1819 de 2016. En algunas variables los valores son iguales para los tres (3) escenarios.

6.1. PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA DETERMINÍSTICA

Para la construcción del modelo financiero a través del método de flujo de caja descontado, y para los tres (3) escenarios de interés, a saber: evaluación del proyecto sin beneficios, con beneficios de la ley 1715 de 2014 y con beneficios de la ley 1819 de 2016; se tuvieron en cuenta inicialmente los supuestos que se presentan en la siguiente tabla, los cuales fueron definidos con base en lo reportado en la bibliografía, y con la clara premisa de que, la intención de la empresa con el proyecto es lograr su financiación a través de la banca nacional.

Tabla 7 Parámetros iniciales para evaluación

ID	Descripción del parámetro	Valor	Unidades	Referencia
1	Horizonte de proyección	25	años	(Restrepo et al., 2017)
2	Periodo de construcción (18 meses)	2019 2020	años	(HZ Energy, 2016)
3	Año de inicio de operación. 50 años.	2021	años	
4	Moneda	N/A	Pesos colombianos	N/A
5	Índice de Precios al Productor (IPP)	Simulado	%	DANE - Descargado 25012019
6	Índice de Precios al Consumidor (IPC)	3	%	(Grupo Bancolombia, 2019)
7	Tasa de impuesto a la renta (i)	31 (2021) 30 (≥ 2022)	%	(Congreso de la República de Colombia, 2018)

Fuente: elaboración propia, 2019.

Con base en la revisión bibliográfica que se realizó para esta investigación, y con la información obtenida en los acercamientos que se realizaron con las entidades bancarias (Bancolombia y Davivienda), se determinó que el horizonte de evaluación debería ser de 25 años, aun cuando es claro que, a la fecha se reportan pequeñas centrales hidroeléctricas que llevan más de 80 años de generación ininterrumpida.

En el sector eléctrico colombiano, los precios de la energía (\$/kWh) se deberán indexar con base en el Índice de Precios al Productor (IPP) oferta interna, de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 019 de 2017. Sin embargo, para negociaciones entre agentes del mercado, se debe tener en cuenta que los acuerdos son bilaterales y libres, dichas partes normalmente definen las condiciones contractuales bajo las cuales llevarán a cabo sus precios, para posterior registro en el ASIC.

Con base en lo anterior, para la evaluación financiera elaborada, y de acuerdo con los datos reportados por el DANE para el IPP, oferta interna que se presenta a continuación, se observó un comportamiento aproximado a una línea recta, por lo que se usó la herramienta Microsoft Excel® para simular los valores de los próximos 25 años y poder así determinar un precio aproximado a la venta de la energía, para el modelo determinístico. Como se aprecia en la gráfica, el valor del coeficiente de determinación (R^2), que refleja la bondad del ajuste del modelo lineal a la variable IPP mensual, presenta un valor cercano a 1, por lo que se puede asegurar que, existe un buen ajuste del modelo a la variable.

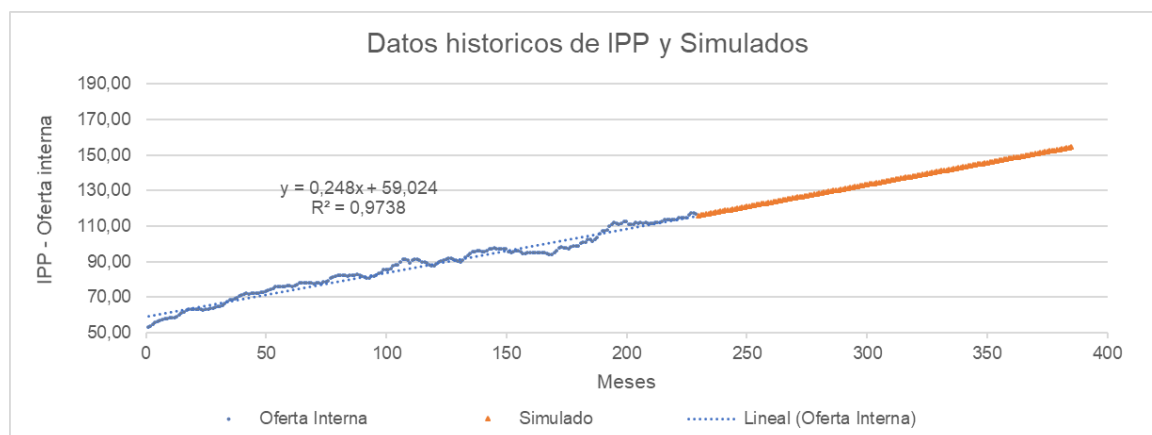


Ilustración 10 Datos históricos según DANE del IPP y simulados

Fuente: elaboración propia con información del DANE (2019)³

Para construir los flujos de caja a 25 años en términos corrientes, se utilizó el Índice de Precios al Consumidor (IPC) pronosticado en las proyecciones de mediano plazo de Bancolombia, el cual, para años posteriores a 2021, se fija en un valor del 3%. Seguido a esto y con base en la ley 1943 de 2018, que expide normas de financiamiento para el restablecimiento del equilibrio del presupuesto general, se determinó que la tasa de impuesto a la renta sería de 31% para el año 2021, y del 30% para los periodos posteriores al 2022. Es importante mencionar que, antes de la expedición de la aludida ley, la tasa de tributación era superior, razón por la cual, esta investigación recoge este importante cambio, en beneficio del proyecto.

6.1.1. Ingresos (esquema de venta de energía), costos y gastos

Para la determinación de los ingresos, en los tres escenarios analizados, se multiplicó la cantidad de unidades producidas por año en kWh con el precio de venta de energía (\$/kWh), con los siguientes supuestos para la evaluación determinística:

- Con base en el modelo del potencial energético de la UPME (resolución 052 de 2012), la energía anual instalada será de 13.1 GWh/año, mientras que la generada será de 8.8 GWh/año, para un factor de planta de 67%.

³ <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp>

- El precio de venta de energía para el año 2021 será de 185 \$/kWh, y se obtuvo de solicitar a diferentes actores del mercado (comercializadores puros y comercializadores-generadores) una oferta por la energía a ser generada, con la intención de firmar un PPA, bajo el esquema pague lo generado (PLG). Dos empresas del sector ofrecieron por la energía de la PCH Santo Domingo, y con esto se modeló.

Los costos y gastos del proyecto (OPEX, por sus siglas en inglés) se dividieron en dos, es decir, los fijos y los variables. Los primeros, fueron indexados y puestos en el año 2021 con el IPC, y obtenidos con información de la Administración, Operación y Mantenimiento de la PCH La Rebusca, propiedad de HZ Energy (del año 2014 al 2018). Los segundos, fueron obtenidos de la operación comercial de la empresa, pues a la fecha, se realiza la representación ante el mercado de cuatro (4) plantas generadoras (datos desde el 2014 hasta el 2018). En la siguiente tabla se presentan los más representativos.

Tabla 8 Principales componentes de la estructura de costos y gastos para el proyecto

ID	Descripción	Unidades	Porcentaje en la Estructura de CyG	Fuente
1	Arranques y paradas	\$/kWh	2.87%	Resolución CREG 011 de 2009
2	Centro Nacional de Despacho (CND)	\$/kWh	1.16%	Resolución CREG No. 124 de 2005
3	G-Factura de venta servicios generador	\$/kWh	0.9%	
4	Personal operativo y de administración	\$/mes	65.56%	HZ Energy
5	Centro de Gestión de Medida (CGM)	\$/mes	0.79%	Data Movilidad S.A.S. Resolución CREG 038 de 2014.

ID	Descripción	Unidades	Porcentaje en la Estructura de CyG	Fuente
6	Mantenimientos preventivos y correctivos	\$/año	16.57%	HZ Energy
7	Tasa por uso del agua	\$/m3	1.27%	Decreto ley 2811 de 1974. DUR 1076 de 2015, capítulo 6.
8	Cobros gubernamentales (CREG, SSPP)	\$/año	0.16%	Resolución No. SSPD 20185300100025 del 2018
9	Impuesto predial (Municipio Santo Domingo)	\$/año	0.86%	Estatuto de Rentas Municipales
10	Impuesto de Industria y Comercio	\$/año	2.38%	Estatuto de Rentas Municipales. Ley 56 de 1981.
11	Seguros y pólizas	\$/año	7.39%	HZ Energy

Fuente: elaboración propia (2019)

Para el año 2021, y con base en lo anterior, los costos y gastos variables ascienden a los 20 millones de pesos colombianos por año (4.94%) aproximadamente, mientras que los fijos ascienden a 391 millones de pesos (95.06%); estando los valores más representativos asociados a personal y a mantenimientos preventivos y correctivos.

6.1.2. Depreciación de activos (Beneficio tributario de ley 1715 de 2014).

Según Sapag (2011), por depreciación se entiende la pérdida de valor contable de los activos fijos, que se recupera en el flujo de caja mediante ahorro de impuestos,

la cual se podrá determinar por diferentes métodos, entre los que se destacan: el método lineal, suma de los dígitos del año, reducción de saldos, y unidades de producción, entre otros (Sapag Chain, 2011).

Para la presente investigación, se determinó con base en la normatividad colombiana⁴ el siguiente régimen de depreciación.

Tabla 9 Régimen de depreciación para escenarios de evaluación del proyecto

Descripción	FDC (Sin beneficios)	FDC (ley 1715 de 2014)	FDC (ley 1819 de 2016)
Tipo de depreciación	Línea recta	Acelerada	Línea recta
Alícuota anual	Equivalente a 5%	7%, 10%, 15%	Equivalente a 5%

Elaboración propia, 2019

Tabla 10 Valores de los activos por depreciar para el proyecto

Rubro por depreciar	Valor del activo	Vida útil (años)
Valor de las obras civiles	3.700.000.000	25
Valor de los equipos electromecánicos	3.900.000.000	15
Valor de otros activos	1.600.000.000	20
Total, depreciado	9.200.000.000	N/A

Elaboración propia, 2019

6.1.3. Apalancamiento financiero (Deuda y estructura de capital)

Para la construcción de los flujos de caja del inversionista, es indispensable plantear varias alternativas para el sistema de apalancamiento financiero, es decir, se debe agregar el efecto de la deuda al flujo ya calculado para el proyecto, dado que el

⁴ Artículo 134° del Estatuto Tributario Nacional. Artículo 80° de la ley 1819 de 2016.

activo total será igual al resultado de la suma del patrimonio con la deuda (Sapag Chain, 2011), (Gómez & Diez, 2015).

Para incluir el efecto de la deuda en la evaluación financiera, se plantearon seis (6) escenarios con variaciones en el periodo de la obligación, y poder así determinar el valor de la cuota y la tabla de pagos, para diferenciar la parte de la cuota que corresponde a intereses, y que es deducible de impuestos, de aquella que corresponde a la amortización de la deuda (Sapag Chain, 2011).

En la siguiente tabla se presentan los escenarios propuestos y las características de cada uno de ellos, contruidos a partir del análisis de la utilidad bruta (liquidez) del proyecto, y teniendo en cuenta que: 1. El primer año del préstamo será para la construcción y se establece como periodo de gracia, el cual al final se establece como un mayor valor a pagarle a la entidad financiera. 2. La tasa de interés se definió como DTF + spread, el cual es de 6% EA, es decir, la tasa de interés a la fecha es del 10.8% EA, para todos los escenarios planteados (Quijano Restrepo & Idárraga García, 2018).

Tabla 11 Tipos de préstamos planteados para la evaluación financiera y estructuración del proyecto

No.	TIPO DE PRÉSTAMO	Periodo de evaluación (años)
1	Cuotas fijas anuales	10, 12, 14
2	Cuota variable, abono a capital constante	10, 12, 14
3	Cuota variable, con gradiente creciente 2%	12
4	Cuota variable, con gradiente creciente 4%	10, 12, 14
5	Cuota variable, con primer pago de 800 millones y creciente	10
6	Cuota variable, con primer pago de 1000 millones y creciente	10

Fuente: elaboración propia, 2019, con información de (Gómez & Diez, 2015)

Tal cual se presentó en el numeral 4.5 de este documento, la estructura de capital que se estableció para la financiación del proyecto implica porcentajes de deuda del 60%, 70% y 80%, a los cuales se les debe determinar la respectiva tabla de amortización, dependiendo del valor a obtener de las entidades financieras, así:

Tabla 12 Recursos por adquirir de las entidades financiera de acuerdo con la estructura de capital

Principales valores	Deuda 60%	Deuda 70%	Deuda 80%
Valor por financiar	5.700.000.000	6.650.000.000	7.600.000.000
Intereses del periodo de gracia	348.385.633	406.449.906	464.514.178
Valor Total por pagar	6.048.385.633	7.056.449.906	8.064.514.178

Fuente: elaboración propia, 2019

6.1.4. Liquidación de impuestos (Beneficio tributario de leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016)

Una vez determinados los ingresos, costos, gastos, depreciaciones y gastos financieros, se procede a realizar la liquidación de impuestos para el proyecto PCH Santo Domingo, para los cuales se deberá tener en cuenta la tasa impositiva definida en la ley 1943 de 2018 o también llamada ley de financiamiento.

El artículo 80° de la ley 1943 de 2018 modificó el artículo 240° del estatuto tributario y definió que, para el año gravable 2021, la tarifa general del impuesto sobre la renta aplicable a las sociedades será del 31%, y a partir del año gravable 2022, la tarifa será del 30%.

Con base en lo anterior, y lo definido en las leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016, con respecto a los beneficios tributarios vía pago de impuestos de renta, en la tabla siguiente se presenta lo aplicable a cada uno de los tres (3) escenarios evaluados.

Tabla 13 Características principales de los beneficios tributarios asociados al pago de impuestos

Características	FDC (Sin beneficios)	FDC (ley 1715 de 2014)	FDC (ley 1819 de 2016)
Tasa impositiva	Para 2020 de 31%	Para 2020 de 31%	Para 2020 de 31%
	≥2022 de 30%	≥2022 de 30%	≥2022 de 30%
Beneficio	Sin ningún tipo de beneficio	Los primeros 5 años, se descuenta hasta el 50% de la inversión, sin superar el 50% de la renta líquida.	Los ingresos por venta de energía son rentas exentas por 15 años, a partir del año 2017.
Periodo de aplicación	Ninguno	2021-2025	2021-2032
Número de periodos	0	5	12

Fuente: elaboración propia, 2019

6.1.5. Valor de desecho comercial.

Sapag (2011) plantea que, si bien un proyecto se evalúa en un determinado horizonte de tiempo, para este caso 25 años, esto no significa que la empresa o etapa operativa tendrá una duración de igual cantidad de años. Normalmente, los proyectos se evalúan en un periodo de tiempo menor a la vida útil estimada o esperada, y el valor de desecho es lo que representa el valor que tendría el negocio en ese momento (Sapag, 2011).

Teóricamente se conocen tres formas para determinar el valor de desecho, a saber: métodos asociados a la valoración de activos, es decir, método contable (valor de adquisición – depreciación acumulada) y método comercial (valor de mercado +/- efecto tributario); y un método de valoración de flujos, conocido como método económico (Sapag Chain, 2011).

De la investigación de Arias (2014) se tomó el anexo B (Inventario de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Colombia), en el cual se presentó un compendio de PCHs desde 1900 hasta 2014, y con datos relevantes como: nombre, capacidad instalada (Ci), año de inicio de operación y estado actual (A: activa, I: inactiva, C: en construcción, D: desmantelada, P: proyecto en formulación y S: proyecto o construcción suspendida), del cual se destaca, en la siguiente ilustración que, la mayoría de las PCHs generan energía para periodos superiores a los 25 años, inclusive alcanzan a ser superiores a los 100 años (Arias, 2014).

Tabla B- 1: Inventario de PCHs en Colombia

N°	Nombre	CI [MW]	Año construc	Año inicio operación	Departamento	Municipio	Zona	Estado	Referencias*
1	Charquito	1,86		1900	Cundinamarca	Soacha	Int8	A SIN	[1]
2	Iquirá I	4,32		1908	Huila	Iquirá	Int7	A SIN	[2] [7]
3	Rio Frio I	1		1910	Valle del Cauca	Tuluá	Int6	A SIN	[2]
4	Rio Cali 1	1		1910	Valle del Cauca	Cali	Int6	A SIN	[2] [20]
5	La Cómoda	0,88		1912	Santander	Barbosa	Int5	I	[2] [3]
6	Cementos del Nare	9,6		1914	Antioquia	Puerto Nare	Int4	A SIN	[6]
7	La Vuelta	2		1916	Chocó	La Vuelta	ZNI1	A	[2] [3]
8	La Rivera	0,28		1924	Valle del Cauca	Tuluá	Int6	A	[24]
9	La Pita	1,42		1924	Huila	Garzón	Int7	A SIN	[2] [3]
10	Rio Cali 2	0,8		1925	Valle del Cauca	Cali	Int6	A SIN	[2]
11	El Limón	0,8		1926	Antioquia	Cisneros	Int4	A	[1] [2]
12	Santa Rosa	0,5		1927	Caldas	Santa Rosa de Cabal	Int6	I	[2]
13	Zaragoza	1,56		1927	Santander	Bucaramanga	Int5	A SIN	[2] [3]
14	Abejorral	0,724		1928	Antioquia	Abejorral	Int4	A	[2] [3]
15	Apulo	3		1928	Cundinamarca	Apulo	Int8	I	[2] [3]

Ilustración 11 Inventario de PCHs en Colombia y estado de funcionamiento

Fuente: Tomado de (Arias Gaviria, 2014)

En una inversión productiva se deberá considerar un flujo perpetuo, pues se supone que, en el periodo de evaluación (25 años), la fase operativa del proyecto ya se encuentra estabilizada, y este a su vez, tiene forma de seguir generando flujos de caja que benefician el proyecto. Sin embargo, es necesario considerar una reserva que se descuenta del propio flujo, y así poder enfrentar las reposiciones futuras de activos que garanticen mantener la producción del proyecto, pues si no se hacen, en algún momento se verá afectada la cantidad de energía, por ende, los ingresos y la rentabilidad (Sapag, 2011).

Con base en lo anterior, el valor actual de una perpetuidad, incluida la reserva, en un proyecto productivo, se determinará con la siguiente ecuación (Sapag, 2011).

$$VA = \frac{Flujo_{24} - RR}{WACC}$$

Donde,

Flujo₂₄: Flujo de caja libre en el periodo 24.

RR: reserva para reposición.

WACC: costo promedio ponderado de capital. Ver numeral 4.7.3.

Para determinar la cantidad fija que se considera suficiente para reinvertir en el mantenimiento y permanecer con la capacidad productiva, se calculará como el costo anual equivalente del 50% de la inversión inicial en equipos que asciende a \$3.900 millones de pesos colombianos, y con la herramienta Microsoft Excel® con la función financiera de “pago”. Los datos supuestos serán: tasa: WACC, VA: 50% de la inversión inicial en equipos, vida útil de 15 años, y como resultado se obtendrá el costo anual equivalente.

6.2. PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA ESTOCÁSTICA

La modelación estocástica implica que, al menos una de las variables de cálculo, se comporte como una variable aleatoria, razón por la cual, a continuación en los numerales 6.2.1., 6.2.2., y 6.2.3., se presentan las tres variables más importantes para la empresa HZ Energy, en la modelación del flujo de caja descontado, pues al resultado no poderse predecir con certeza, es totalmente válido caracterizarlo a través de una función de probabilidad, que estima el valor de la variable al asignarle un rango de valores probables, dada su ocurrencia (Aramburo & Villegas, 2018).

Según lo presentan Aramburo y Villegas (2018) exhaustivamente, los modelos estocásticos permiten determinar el grado de dispersión de los resultados y a su vez, sirven para tomar decisiones en aras de mitigar el riesgo asociado a una variable, desde etapas prematuras como la prefactibilidad; por lo que con el objetivo de caracterizar cada distribución de probabilidad, se analizarán los cuatro valores básicos de descripción de su forma, a saber: media (μ), varianza (μ_2), asimetría (μ_3) y curtosis (μ_4) (Aramburo & Villegas, 2018).

En la presente investigación, se utilizará el complemento de Microsoft Excel® que se denomina @risk, el cual realiza análisis de riesgo utilizando simulación Montecarlo para mostrar una gran cantidad de escenarios en Excel (Gómez, Mora & Uribe, 2015). Con base en lo definido y planteado metodológicamente por Gómez,

et al (2015), a continuación, se detalla la secuencia que se llevará a cabo para cada una de las tres variables de estudio:

- Primero. Se define con base en el comportamiento de la variable, la función de distribución que mejor la define.
- Segundo. Se realiza una prueba de bondad de ajuste, obteniendo como resultado la mejor función de distribución que se ajustó.
- Tercero. Se configura la modelación a 10.000 iteraciones, se define una sola simulación, y en la pestaña muestreo se define simulación de Montecarlo.
- Por último, se muestran los resultados y los informes de simulación, de acuerdo con los requerimientos de presentación de resultados, analizando los parámetros de media, varianza, asimetría y curtosis.

6.2.1. Producción de energía de la PCH Santo Domingo

La determinación del factor de planta para la PCH se hizo con base en la metodología de la UPME, definida en la resolución No. 052 de 2012, la cual se basa en datos estadísticos de caudales para la construcción de la curva de duración, que contiene la probabilidad de excedencia de determinados valores de caudales, de acuerdo con la hidrología (HZ Energy, 2016) asociada a la zona. Ver numeral 5.

Los cálculos elaborados por la empresa permitieron obtener un factor de planta del 67%, por lo que, para la PCH es más probable que la generación anual se encuentre cercana a dicho valor. Dado esto, y teniendo en cuenta que para la función de distribución Pert⁵ la media es más sensible al valor más probable, es decir, los valores situados alrededor de esta tienen más probabilidades de producirse, y los extremos no tienen tanto peso; en la evaluación financiera estocástica, se utilizará la mencionada función para modelar la producción de la energía así:

⁵ https://www.palisade-lta.com/risk/simulacion_monte_carlo.asp (Consultado el 24 de marzo de 2019).

Tabla 14 Consideraciones para la función de distribución PERT - Generación de energía

Parámetros de la función PERT	Mínimo	Más probable	Máximo
Porcentaje	-10%	-	+10%
Generación anual (kWh)	7.950.762	8.834.180	9.717.598

Fuente: elaboración propia con información de (HZ Energy, 2016)

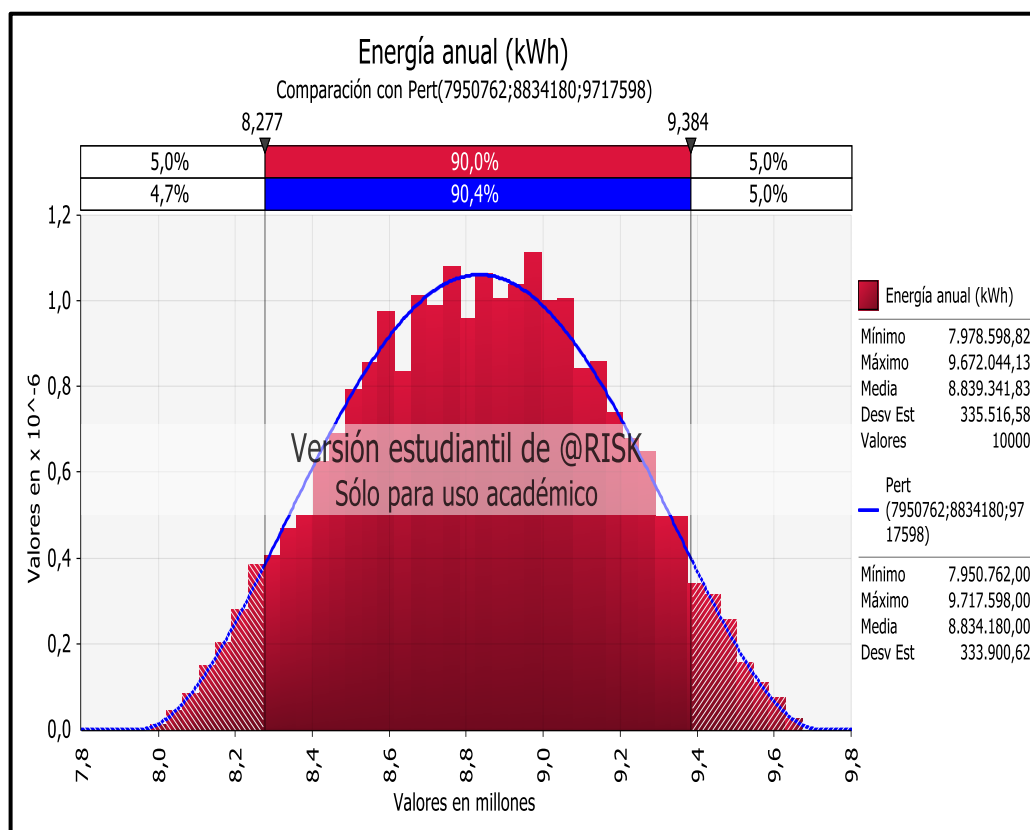


Ilustración 12 Distribución para la producción de energía en la PCH Santo Domingo.

Fuente: elaboración propia (2019).

6.2.2. Escenarios de venta de energía

Si bien el Mercado de Energía Mayorista (MEM) de Colombia permite múltiples escenarios para la venta de energía, para la presente investigación únicamente se evaluarán tres (definidos en el numeral 7), debido a que, para el proyecto la empresa

HZ Energy tiene la premisa de financiarlo a través de un Project Finance, y que logre satisfacer indicadores de endeudamiento, rentabilidad y, sobre todo mitigación del riesgo.

Dado lo anterior, en la siguiente tabla se presentan las características de cada uno de los escenarios que se evaluará, para las tres (3) alternativas que tiene el proyecto, a saber: sin beneficios, con beneficios de ley 1715 de 2014 y de ley 1819 de 2016.

Tabla 15 Condiciones para la venta de energía del proyecto PCH SANTO DOMINGO

Escenarios modelados⁶	Venta 1	Condiciones	Venta 2	Condiciones
Escenario 1	Venta a través de un PPA por 25 años	Función de distribución PERT Mínimo: 185 \$/kWh ⁷ Más probable: Precio de bolsa (simulado en escenario 3) Máximo: 223 \$/kWh		
Escenario 2	Venta a través de un PPA por 10 años	Función de distribución PERT Mínimo: 185 \$/kWh Más probable: Precio de bolsa Máximo: 223 \$/kWh	Venta a través de un PPA por 15 años	Función de distribución Triangular. Mínimo: 235 \$/kWh Medio: 240 \$/kWh Máximo: 245 \$/kWh
Escenario 3	Venta a través de un PPA por 10 años	Función de distribución PERT Mínimo: 185 \$/kWh Más probable: Precio de bolsa Máximo: 223 \$/kWh	Venta en el mercado spot (Bolsa)	Función de distribución Weibull, con estadístico Anderson-Darling (AD) ⁸ (Gómez Salazar et al., 2015)

Fuente: elaboración propia (2019)

⁶ Todos los precios son indexados con IPP oferta interna.

⁷ Los valores tomados, hacen parte de una oferta comercial entre HZ Energy y un agente del MEM, de 3 recibidas.

⁸ El precio de bolsa de la energía fue tomado entre enero de 2011 y enero de 2019.

Con respecto al primer escenario, se solicitaron ofertar comerciales a varios agentes del MEM y se recibieron, a la fecha de cierre, tres (3) propuestas, de estas se tomó la que ofrecía mejor precio y bajo la modalidad pague lo generado. La condición aceptada es: cuando el precio de la energía en el mercado spot esté por debajo de 185 \$/kWh, el precio de venta será de 185; cuando el precio spot este entre 185 y 223 \$/kWh, el precio de venta será el precio de bolsa; y cuando el precio spot supere los 223, el precio de venta será de 223 \$/kWh. Dado esto, es más probable que los precios estén en el rango de 185-223 (es decir, precios de bolsa), razón por la cual se tomó la distribución Pert para modelar el precio de venta de energía.

Para el escenario 2, venta 1, se tomó de referencia la venta de energía del escenario 1, pero para un periodo de 10 años, los 15 años restantes, se modelarán bajo el supuesto que, las condiciones de mercado para el proyecto serán mucho mejores (tomando como referencia el precio proyectado de la energía para 10 años después), y el precio superará ligeramente las condiciones inicialmente pactadas. Con base en esto, para el PPA se definirá una función de distribución triangular que utiliza para simular variables con base en estimaciones por consulta a expertos, en este caso, de HZ Energy (Aramburo & Villegas, 2018).

Para el escenario 3, los primeros 10 años se definieron como en el 1 y 2, sin embargo, para los 15 años restantes, se supuso que el precio de la energía será el del mercado spot. Debido a esto, se realizó una prueba de bondad de ajuste con el precio histórico 2011-2019, encontrando que, la distribución que más se ajusta y con la que se modelará el FDC es la Weibull, tal cual se muestra a continuación.

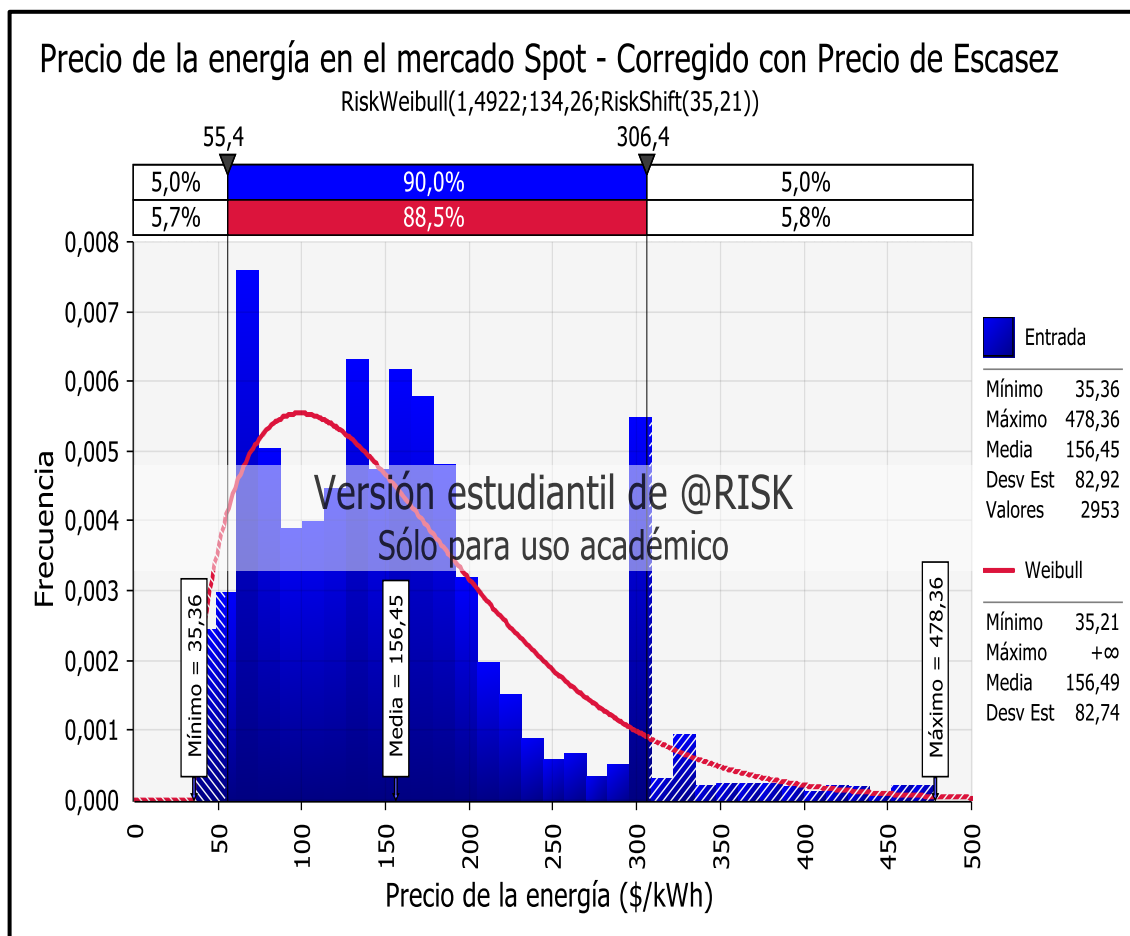


Ilustración 13 Distribución de ajuste de precio de la energía en @Risk

Fuente: elaboración propia (2019).

El precio histórico de la energía fue corregido con respecto al precio de escasez, teniendo en cuenta el documento CREG⁹ 156 de 2016 (Precio de Escasez) que literalmente expresa “(...) en el momento en que el precio de bolsa supere el precio de escasez (i.e. condición crítica) la demanda nacional contará con la energía

⁹ Resolución CREG 071 de 2006 y artículo 23° de la ley 143 de 1994.

suficiente para satisfacer su demanda, a un precio máximo igual al precio de escasez.”

Con base en lo anterior, en la siguiente se presenta la ilustración del precio de la energía en el mercado spot, teniendo en cuenta el precio de escasez.

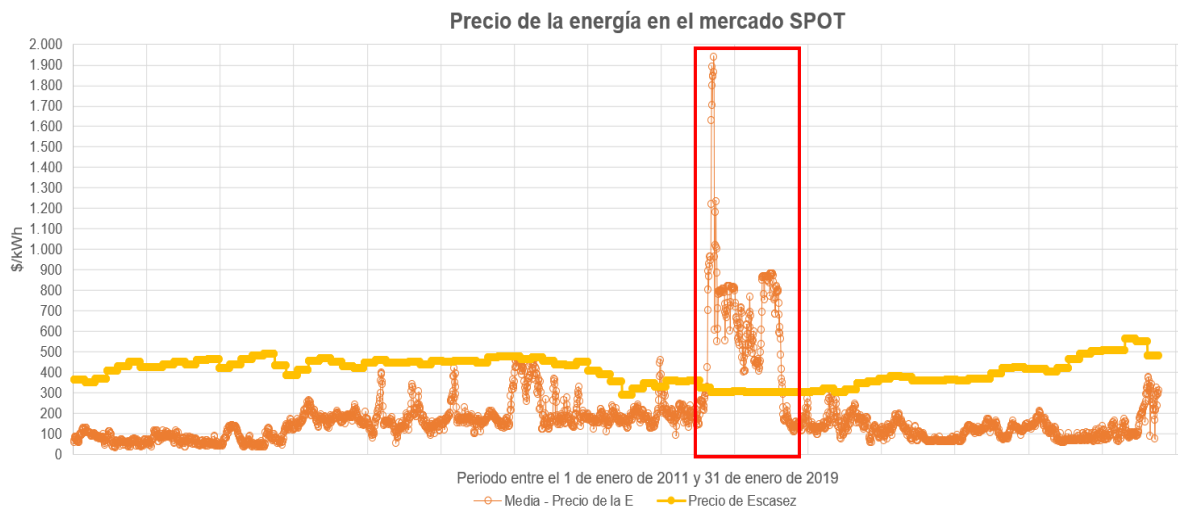


Ilustración 14 Precio de la energía en el mercado SPOT y precio de escasez

Fuente: elaboración propia con información de XM S.A. E.S.P., para agentes del mercado

6.2.3. Índice de Precio al Consumidor (IPC)

En primer lugar, se tomaron los datos reportados por el DANE¹⁰ para la evolución histórica del índice de precios del consumidor para 12 meses acumulados. Luego, se realizó, a través del visor de datos de @Risk en Excel®, una visualización a los datos, obteniendo la ilustración siguiente y de la que es válido concluir que, los datos con inflaciones superiores al 10% no fueron tenidos en cuenta para la modelación de este valor, por representar economías que son poco probable que se repitan.

¹⁰ Banco de la República - Gerencia Técnica - información extraída de la bodega de datos -Serankua- el 07/02/2019 11:50:42

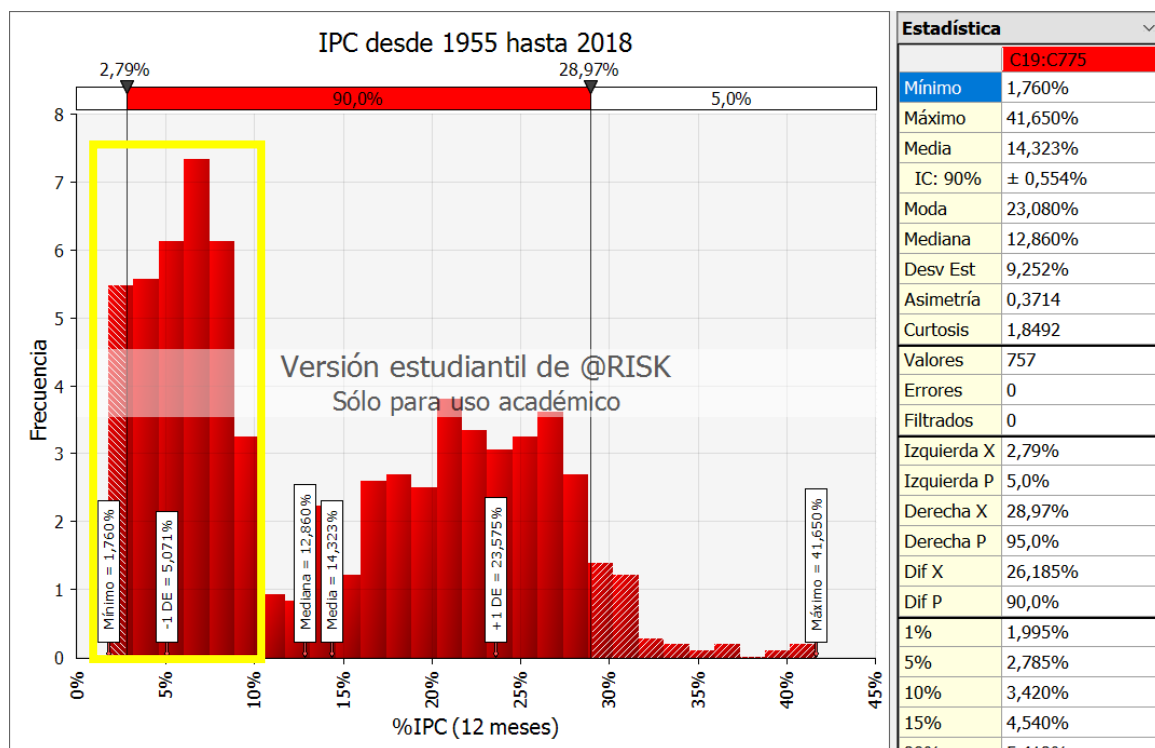


Ilustración 15 Índice de precios al consumidor para Colombia entre 1955 y 2018

Fuente: elaboración propia (2019).

A la zona mencionada, es decir IPC menores a 10%, se les hizo una prueba de bondad de ajuste con un parámetro estadístico AD de cola pesada y obteniendo una distribución Kumaraswamy de @Risk, como se presenta a continuación.

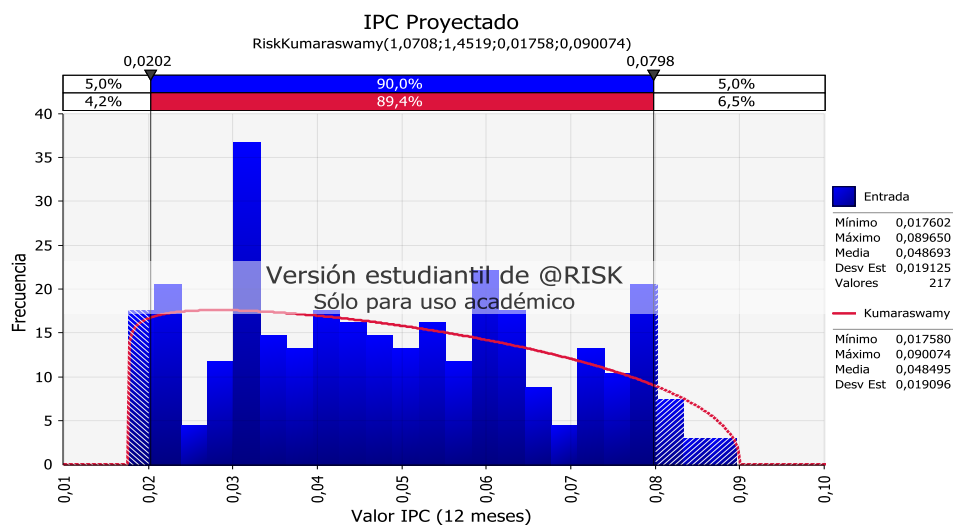


Ilustración 16 IPC proyectado para la evaluación financiera

Fuente: elaboración propia (2019).

6.2.4. Ratios de cobertura de la deuda para un Project Finance

El nivel de deuda en el que un proyecto puede incurrir es altamente dependiente de la capacidad del proyecto para pagar los intereses y repagar el capital, con el fin de asegurar el repago de esta, las entidades bancarias (o prestamistas) deben calcular varios ratios de cobertura entre el flujo de caja y el nivel del servicio a la deuda (Yescombe, 2014).

Los ratios de cobertura son indicadores de sostenibilidad financiera y son los ejemplos más claros de “Covenants” incluidos en los acuerdos de crédito. Estos ratios son parámetros que nos permiten identificar la sostenibilidad de la estructura de capital (Gatti, 2012).

Dicho lo anterior, para la presente investigación se determinarán las siguientes ratios de cobertura.

- **Ratio de cobertura del servicio a la deuda (DSCR)**

Evalúa la capacidad del proyecto para servir la deuda a partir de su flujo de caja anual.

$$DSCR_i = \frac{FDC_i}{K_i + Intereses_i}$$

Donde

FDC_i: flujo de caja neto en el periodo i

K_i: pago a capital en el periodo i

Intereses_i: pago de intereses en el periodo i

K_i + Intereses_i = servicio a la deuda.

- **Ratio de cobertura promedio del servicio a la deuda (AVDSCR)**

Este indicador es el promedio de cada DSCR obtenido en cada año de operación (i).

$$AVDSCR = \sum_{i=1}^n \frac{FDC_i}{\left(\frac{K_i + Intereses_i}{n} \right)}$$

Este indicador es calculado debido a que los bancos requieren que el SPV cumpla en promedio con un DSCR mínimo a lo largo del periodo de pago del crédito.

- **Ratio de cobertura durante la vida del crédito (LLCR)**

A diferencia del DCSR, que se calcula periodo a periodo, el LLCR proporciona una medida general de la cantidad de veces que el flujo de caja del proyecto durante el periodo del crédito puede pagar el saldo de la deuda (Gatti, 2012).

El cálculo de este cociente es similar al del DCSR, pero tiene en cuenta todo el término del préstamo, por ende, es calculado, según Yescombe (2014), a partir de:

El flujo de caja neto proyectado desde el inicio de operaciones del proyecto, hasta la fecha en la cual es repagada la deuda, descontada a valor presente con la misma tasa de interés del crédito a evaluar, sobre el saldo de la deuda a la fecha de cálculo.

$$LLCR = \frac{\sum_{i=s}^{s+n} \left[\frac{FDC_i}{(1 + intereses)^i} \right]}{O_i}$$

Donde:

S: Momento de la evaluación

O_i: El saldo de la deuda en el momento en que se hace la evaluación

$\left[\frac{FDC_i}{(1 + intereses)^i} \right]$: Valor presente de los flujos de caja del proyecto.

En el momento i, el saldo de la deuda (O_i), será el valor presente del servicio de la deuda que el SPV tendrá que pagar hasta el fin de esta.

7. ESCENARIOS DE VENTA DE ENERGÍA EN EL MEM

Una vez definida la metodología para la presente investigación, y teniendo en cuenta las posibilidades que brinda el Mercado de Energía Mayorista (MEM) de Colombia, los requerimientos de la banca nacional para la financiación de este tipo de proyectos (a través de un SPV) y los objetivos estratégicos de la compañía HZ Energy (propietaria del proyecto), con respecto a la rentabilidad de los socios, el endeudamiento, y la aversión al riesgo, en la siguiente imagen se presenta el compendio que se evaluará en los diferentes flujos de caja, de tal manera que, al final se pueda determinar cuál es el escenario de venta que mejor le favorece a la rentabilidad del proyecto.



Ilustración 17 Escenarios de venta de energía para el proyecto que serán evaluados

La evaluación del caso determinístico permitirá evaluar una única condición de venta a través de un PPA a 25 años en el MEM (mercado no regulado), mientras que, el caso estocástico permitirá analizar alternativas que involucran ventas en el mercado SPOT, y la posibilidad de renegociar la venta de la energía después de determinado periodo de tiempo con otro agente del mercado.

8. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentarán todos los resultados obtenidos en el desarrollo de la investigación, iniciando con los resultados del diagnóstico financiero de la empresa HZ Energy, seguido de los resultados de la evaluación financiera determinística y finalizando con la evaluación financiera estocástica, bajo los supuestos y consideraciones establecidas en los numerales 5, 6 y 7 de este documento.

8.1. RESULTADOS DEL DIAGNÓSTICO FINANCIERO DE LA EMPRESA

Con base en la información contable y financiera de la empresa HZ Energy, se logró construir un análisis de estados financieros comparativos para los años 2017 y 2018, específicamente el análisis horizontal y vertical; y el análisis de las razones financieras para los mismos periodos, para obtener finalmente una caracterización de una empresa del sector eléctrico, que genera energía y la comercializa en el MEM.

8.1.1. Resultados para el análisis de estados financieros comparativos

Para el análisis horizontal, únicamente se presenta la variación porcentual entre los periodos 2017 y 2018, pues para la presentación de la absoluta se tendrían que mostrar valores que, para HZ Energy, son confidenciales.

Con base en la siguiente ilustración, se puede concluir que el rubro de inversiones del activo corriente tuvo un aumento demasiado considerable (2139%) que seguramente obedece a inversiones de corto plazo como CDTs o acciones, mientras que las demás partidas sufren variaciones normales. Igualmente, es importante señalar que, al comparar el periodo 2018 con 2017, el activo total aumenta en un 21.6%, es decir que la empresa en el desarrollo de su objeto social ha aumentado su participación en activos, sobre todo con inversiones de corto plazo, pero también con aumentos en su propiedad, planta y equipo (+9.8%); y en estudios y proyectos (+9%).

Del análisis vertical se puede apreciar que, para ambos periodos (2017-2018), la proporción de activo de corto y largo plazo oscila por los mismos rangos de valores. Con respecto al activo corriente de 2018, la mayor proporción la tienen las inversiones de corto plazo, inclusive una de ellas aumentó considerablemente a 17%.

Del total del activo de 2018, el activo no corriente (de largo plazo) es alrededor del 63%, segregado en propiedad, planta y equipo (44%) y en estudios y proyectos (19%), en total afinidad al cumplimiento del objeto social de HZ Energy, que

actualmente le apuesta a la generación de energía y a la inversión en estudios de factibilidad para nuevos proyectos.

	Análisis Horizontal	Análisis Vertical	
ACTIVOS	Porcentual	2018 (%)	2017 (%)
Corriente			
Efectivo y Equivalentes	-49,9%	3,78%	9,18%
Inversiones	2139,3%	16,98%	0,92%
Instrumentos Financieros Deudores	-1,2%	16,44%	20,23%
Total Activo Corriente	49,2%	37,21%	30,33%
No Corriente			
Propiedad planta y equipo			
Total Propiedad Planta y Equipo	9,8%	44,28%	49,02%
Otros activos			
Estudios y proyectos			
Total Otros activos	9,0%	18,51%	20,66%
Total Activo No Corriente	9,6%	62,79%	69,67%
TOTAL ACTIVOS	21,6%	100,00%	100,00%

Ilustración 18 Análisis horizontal y vertical comparativo para el total de activo de HZ Energy

Fuente: elaboración propia con información contable de HZ Energy¹¹

Con base en la siguiente ilustración, y para el análisis horizontal en términos porcentuales, con respecto al pasivo de corto plazo se puede apreciar que hay un aumento por el lado del 15%, en el que influyen un aumento en las obligaciones financieras, una disminución en los beneficios a los empleados y un aumento en los gravámenes y tasas. Con respecto al pasivo no corriente (de largo plazo) se observa una disminución de una obligación financiera del 30%, mientras que para el patrimonio, sobresale un aumento del 46%, del que se puede concluir que, el resultado de los últimos dos (2) años de la empresa es demasiado positivo.

Del análisis vertical de los años 2017 y 2018, se puede observar que el pasivo corriente mantiene su proporción, mientras que el pasivo no corriente disminuye al pasar de 58% a 49%, lo que necesariamente implica un aumento en el patrimonio

¹¹ Estado de situación financiera de HZ Energy, periodos 2017 y 2018.

al pasar de 42% a 51%, específicamente en un aumento en los resultados del ejercicio.

Finalmente, con respecto al análisis vertical de 2018, es importante mencionar que la estructura de capital (E_k) de HZ Energy era de 49% financiado a través de terceros y 51% financiado con recursos de los accionistas. Sin embargo, es importante mencionar que el rubro del pasivo “cuentas por pagar a accionistas” representa el 32% del pasivo, de lo que se puede concluir que, financiado con recursos de accionistas, es aproximadamente el 83% y el 17% restante con terceros.

	Análisis Horizontal	Análisis Vertical	
PASIVOS	Porcentual	2018 (%)	2017 (%)
Corrientes			
Obligaciones financieras	17,3%	0,4%	0,5%
Cuentas por Pagar	13,1%	2,5%	2,7%
Beneficios a Empleados	-15,0%	2,7%	3,9%
Impuestos Gravámenes y Tasas	44,9%	9,6%	8,1%
Otros Pasivos	-39,4%	1,0%	2,1%
Total Pasivos Corrientes	15,4%	16,3%	17,2%
No Corrientes			
Obligaciones financieras	-29,7%	1,2%	2,1%
Cuentas por pagar a accionistas		31,8%	38,7%
Total Pasivo No Corrientes	-1,5%	33,0%	40,7%
TOTAL PASIVOS	3,5%	49,3%	57,9%
PATRIMONIO			
Capital Suscrito y pagado		26,8%	32,6%
Reservas	374,2%	0,8%	0,2%
Resultados del Ejercicio	160,8%	16,1%	7,5%
Resultados de Ejercicios Anteriores	374,2%	7,0%	1,8%
TOTAL PATRIMONIO	46,5%	50,7%	42,1%
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	21,6%	100,0%	100,0%

Ilustración 19 Análisis horizontal y vertical comparativo para el pasivo y el patrimonio de HZ Energy

Fuente: elaboración propia con información contable de HZ Energy

Con respecto al Estado de Resultado Integral (ERI), se puede deducir del análisis horizontal comparativo 2017-2018, que los ingresos de la empresa aumentaron en un 26% debido a que se incursionó en una nueva unidad de negocio que tiene que ver con la comercialización de energía de terceros, por lo que el costo de las ventas disminuye proporcionalmente (la operación del negocio no sufrió alteraciones), pero los gastos de administración, que implican personal para la nueva unidad si se

aumentaron y en gran medida (+307%). Igualmente, con respecto a la utilidad neta, se tiene un aumento considerable del 161%, de lo que se puede deducir que la nueva unidad de negocio de prestación de servicios a terceros ha sido apropiada para maximizar las utilidades de la compañía.

Para el análisis vertical de 2018 es importante señalar que, los costos y gastos de la empresa representan el 76% aproximadamente, mientras que los gastos financieros y bancarios no tienen alta representatividad, en concordancia con la Ek de la empresa, pues esta es poco financiada con recursos de terceros.

Finalmente, la utilidad neta se duplica obteniendo un valor del 13.3% sobre los ingresos operacionales, es decir que, es un negocio altamente atractivo y próspero, de poca financiación y con unos costos y gastos representativos.

	Análisis Horizontal	Análisis Vertical	
	Porcentual	2018 (%)	2017 (%)
INGRESOS OPERACIONALES	25,8%	100,0%	100,0%
COSTO DE VENTAS	-30,1%	39,1%	70,4%
UTILIDAD BRUTA EN VENTAS	158,5%	60,9%	29,6%
GASTOS OPERACIONALES			
Administracion	307,0%	37,2%	11,5%
UTILIDAD DE LA OPERACIÓN	64,2%	23,7%	18,1%
INGRESOS Y GASTOS NO OPERACIONALES			
Gastos Financieros Y Bancarios	4,1%	8,0%	9,6%
Otros Ingresos	151,1%	4,3%	2,1%
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	136,0%	20,0%	10,6%
Impuestos a las Ganacias	98,8%	6,7%	4,3%
UTILIDAD NETA	160,8%	13,3%	6,4%

Ilustración 20 Análisis horizontal y vertical comparativo para el Estado de Resultado Integral - ERI de HZ Energy

Fuente: elaboración propia con información contable de HZ Energy.

8.1.2. Resultados para el análisis de razones financieras

En total consonancia con lo presentado en el numeral 8.1.1., y tomando como base la información de la siguiente ilustración, se pueden dar las siguientes apreciaciones

de la empresa HZ Energy con respecto a indicadores de liquidez, endeudamiento y rentabilidad.

Liquidez.

- Comparando los periodos se observa un aumento en la razón corriente, es decir, la empresa para 2018 tenía 2.28 pesos por unidad de deuda para cubrir sus obligaciones financieras de corto plazo, ósea que por cada peso le sobran 1.28.
- Suponiendo que la empresa pagó sus obligaciones de corto plazo, para 2018 tenía disponible 320 millones como capital de trabajo.

Endeudamiento.

- La razón de endeudamiento se refiere a la cantidad de recursos que son financiados por terceros, aunque para este caso no incluye la contrapartida que figura en el pasivo no corriente, y por lo que se aumenta el capital de los accionistas a 76%.
- Totalmente afín a las razones de liquidez, la cobertura de intereses aumentó considerablemente a 3.51, es decir, por cada peso de deuda, la empresa vía utilidad tiene hasta 3.51 pesos para pagarla. La empresa tiene buena capacidad de endeudamiento.

Rentabilidad.

- La rentabilidad en ventas para los periodos 2017 y 2018 permaneció inalterada a pesar de tener un incremento considerable en las ventas, pero que necesariamente implicó aumentar los costos y gastos. Sin embargo, si las ventas son mayores y el porcentaje es el mismo, en términos absolutos la utilidad aumentó.
- El ROA o rentabilidad total del activo, mide la capacidad del activo para generar utilidad, independiente de la forma en la que se haya financiado. Dicho lo anterior, es valioso señalar que, el activo para el periodo 2018 fue mucho más rentable que para 2017.

- El ROE o Rentabilidad del patrimonio: Pasó del 12.94% al 32.61% y mide la capacidad que tiene el dinero de los accionistas de generar utilidades, por lo que se concluye que en el año 2018, el dinero de dichos inversionistas, generó las utilidades esperadas, pues casi se triplicó.

Indicadores Financieros			
Liquidez	2018	2017	Unidades
Razón corriente	2,28	1,77	Veces
Capital de trabajo neto	\$319.885.073	\$165.447.040	\$
Endeudamiento			
Razón de endeudamiento	49,3%	57,9%	%
Cobertura de intereses	3,51	2,11	Veces
Relación deuda/patrimonio	97,28%	137,68%	%
Rentabilidad			
Rentabilidad en ventas	21,8%	21,6%	%
Rentabilidad total del activo	16,08%	7,50%	%
Rentabilidad patrimonio	32,61%	12,94%	%

Ilustración 21 Indicadores financieros comparativos para HZ Energy

Fuente: elaboración propia con información contable de HZ Energy.

8.2. RESULTADO DE LA ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL

Para la empresa HZ Energy, al evaluar sus proyectos, no se cuenta con información disponible para calcular su propio beta, razón por la cual fue necesario utilizar el beta proxy, que según Gómez et al (2015), consiste en tomar “prestado” un beta de una empresa o sector del mercado de los Estados Unidos, generalmente apalancado.

Teniendo en cuenta lo mencionado, se tomó un beta para la industria “Green & Renewable Energy” del portal del profesor Damodaran, y con información (Estructura de capital, tasa impositiva neta para USA, T-bond a 10 años, S&P500, tasa de interés de USA) allí reportada, se desapalancó, luego se halló el beta apalancado con la información de HZ Energy, corregido para Colombia con el

Riesgo País y la relación de paridad de Fischer y así poder obtener el K_e para Colombia, en específico para la empresa en estudio (Gómez & Diez, 2015).

En la gráfica siguiente se presentan los resultados obtenidos y que fueron tomados para el desarrollo de los numerales 8.3 y 8.4, de los que es importante destacar que, el K_e , es decir, el costo de capital de la empresa, es altamente dependiente de la estructura de capital que se determine, es decir, entre más endeudada se encuentre la empresa, mayor será el costo de capital, pero a su vez, menor será el costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés).

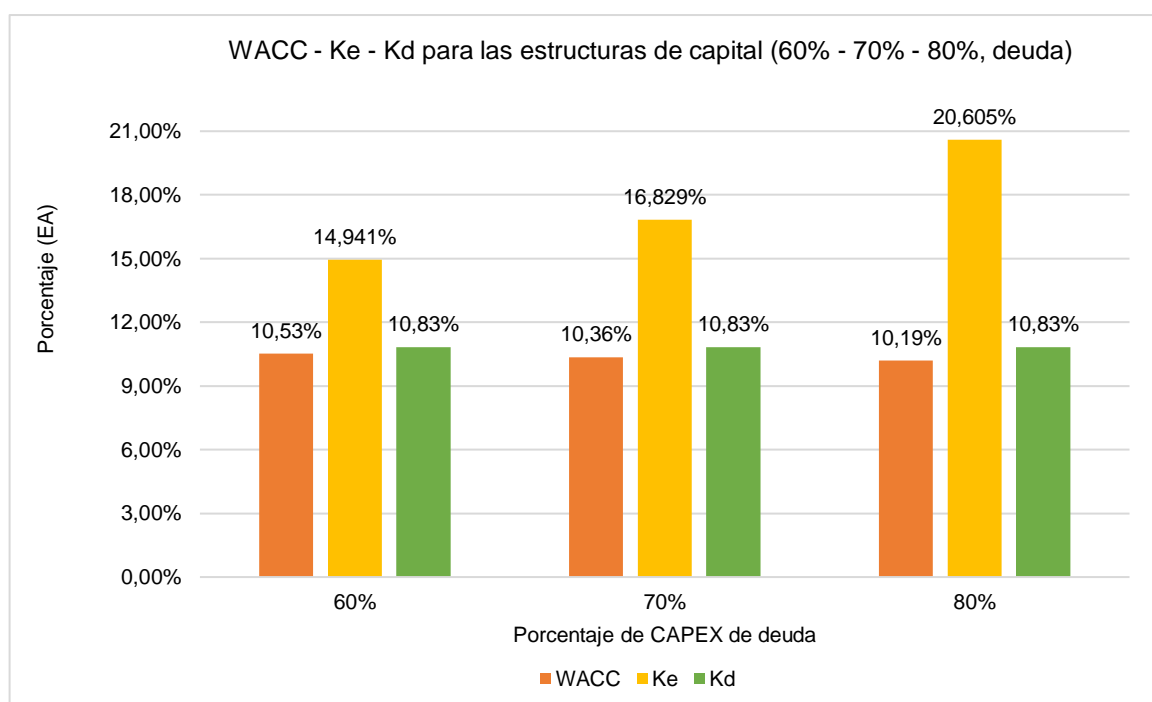


Ilustración 22 Estimación del costo de capital para estructuras de capital 60% - 70% - 80% deuda

Fuente: elaboración propia (2019).

Según la investigación de Gómez et al. (2012), al menos el 84% de las empresas bogotanas del subsector comunicaciones utilizan el método del WACC y CAPM para determinar la tasa de descuento de los proyectos de inversión, es decir que, lo calculado para esta investigación se encuentra enmarcado en las practicas

normalmente hechas en muchas de las empresas colombianas, siendo válido mencionar, con base en las conclusiones de estos investigadores, que para efectos de rigurosidad, es importante establecer un refinamiento al WACC, sobre todo en la estructura de capital de largo plazo, pues en la medida que se paga el crédito para este tipo de proyectos, la misma va cambiando (Gómez Díaz, Burgos Suárez, Díez Benjumea, & Gaitán Riaño, 2012).

8.3. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA DETERMINÍSTICA

De los numerales 5 y 6, se obtuvieron los datos principales para la modelación financiera determinística, a saber: CAPEX, estructura de capital, energía anual a producir, precio de la energía, costos y gastos asociados a la operación (OPEX), depreciaciones, apalancamiento financiero, tasa impositiva (incluyendo modificación reciente de la ley 1943 de 2018), valor de desecho comercial, costo del patrimonio, costo de la deuda y costo de capital, para obtener así los siguientes resultados.

En primer lugar, se modeló un escenario sin beneficios tributarios para diferentes estructuras de capital (40%-60%, 30%-70%, 20%-80%), y diferentes apalancamientos financieros, de tal manera que se pudiera seleccionar la mejor condición inicial para la financiación del proyecto, como se muestra a continuación.

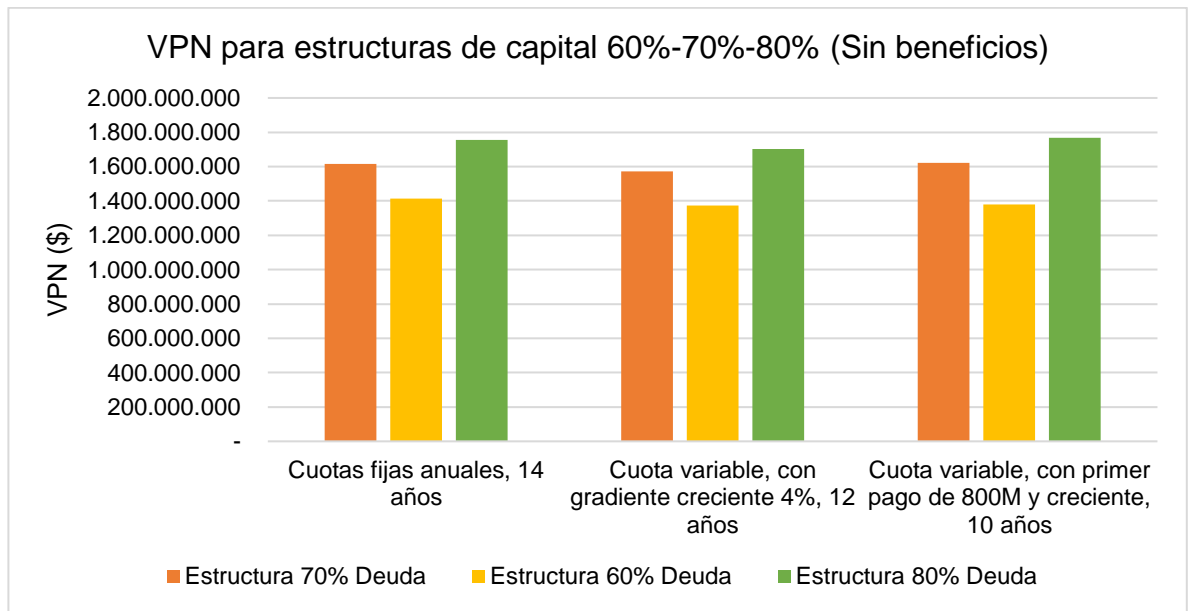


Ilustración 23 VPN para estructuras de capital evaluadas

Fuente: elaboración propia (2019).

Las tres opciones de apalancamiento financiero mostradas fueron las que dieron mejor VPN y TIR para el proyecto, destacando que, lo ideal para la financiación, es obtener unos recursos con una estructura de capital 80% deuda y 20% equity, pues para estos valores, ambos parámetros se maximizan.

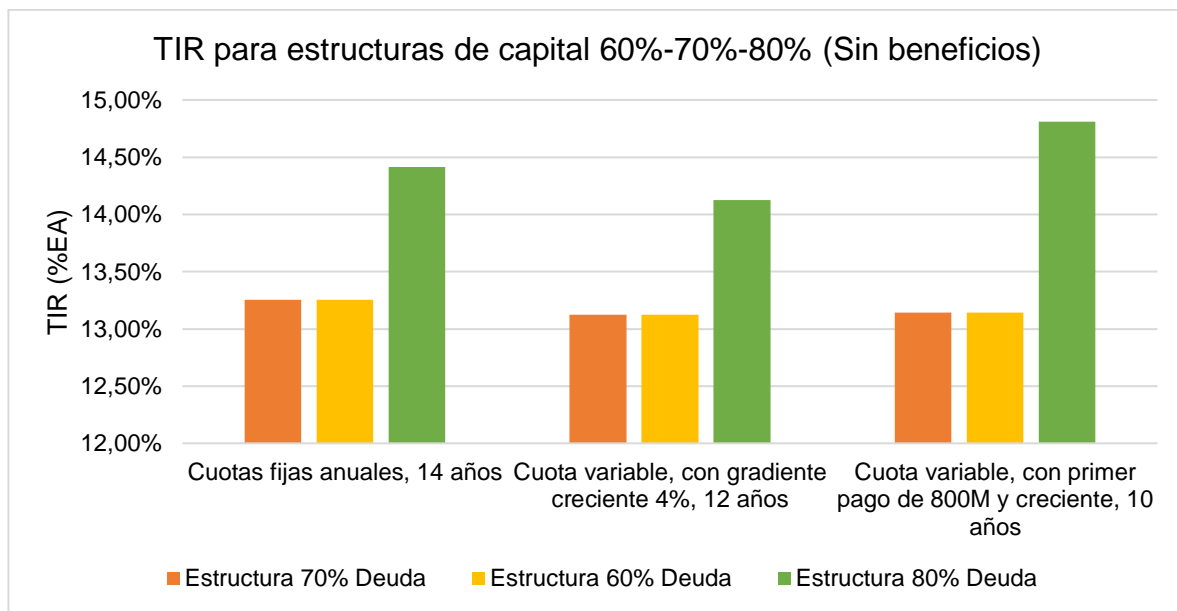


Ilustración 24 TIR para estructuras de capital evaluadas

Fuente: elaboración propia (2019).

A pesar de que la estructura más conveniente requiere una deuda del 80% del CAPEX, para continuar con los escenarios de beneficios tributarios se asumió una estructura de capital 70%-30%, pues como se observa en el numeral 8.1., los activos de la empresa ascienden a tan solo 1.500 millones de pesos, por lo que es poco probable que una entidad bancaria acceda a una solicitud por encima del 70% de deuda.

En segundo lugar y una vez acotado lo anterior, se modeló el proyecto bajo los beneficios de la ley 1715 de 2014 y 1819 de 2016, aclarando que si bien para la ley 1715 aplican beneficios como exención de IVA y Arancel, se supuso que el valor global del proyecto (CAPEX) asciende a los 9.500 millones de pesos colombianos para todos los casos, pues con base en el artículo 428 literal I, del estatuto

tributario¹² y el artículo 122° de la ley 1943 de 2018, bajo cualquier consideración en Colombia, para este tipo de inversiones ya se tienen estos beneficios.

Para los beneficios de ley 1715 de 2014, se incluyeron únicamente dos de cuatro beneficios por lo expuesto anteriormente, los cuales fueron, deducción de hasta el 50% de la inversión vía pago de impuesto de renta, sin superar el 50% de la renta líquida en cada periodo gravable, y la depreciación acelerada, para lo cual se evaluaron cuatro alternativas: línea renta con alícuota global equivalente a 5%, y alícuotas de 7%, 10% y 15%, respectivamente.

Lo anterior se observa en la siguiente gráfica, y se puede concluir que, lo más conveniente para el proyecto es utilizar una depreciación acelerada, pero de alícuota global del 7%, pues aumentarlo perjudica notablemente el escudo fiscal de la depreciación en el cálculo de los impuestos.

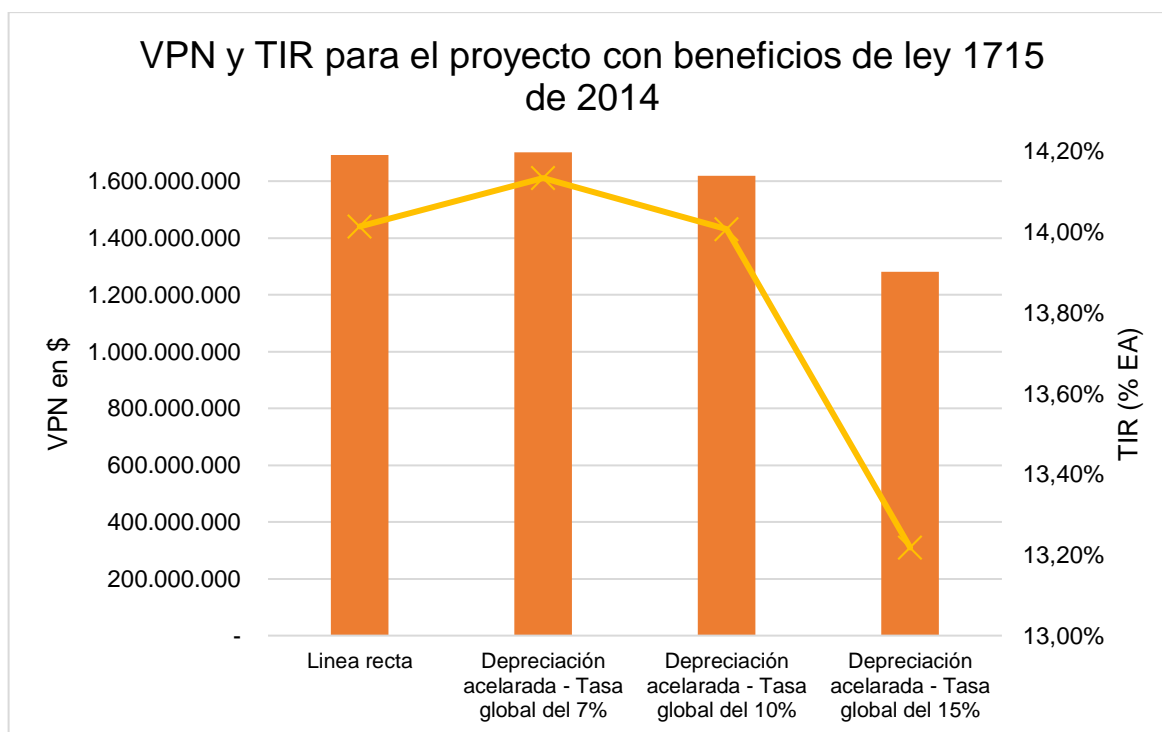


Ilustración 25 Efecto del beneficio de depreciación acelerada en el proyecto

¹² Decreto 2532 de 2001 y resolución No. 978 de 2007.

Fuente: elaboración propia (2019).

Con base en lo anterior, a continuación se presenta el valor obtenido para el VPN y la TIR, de los tres (3) escenarios evaluados, teniendo en cuenta que, únicamente se evaluó para el apalancamiento financiero denominado cuotas fijas anuales a 14 años, con un año de periodo de gracia y a una tasa de interés de 10.83% EA.

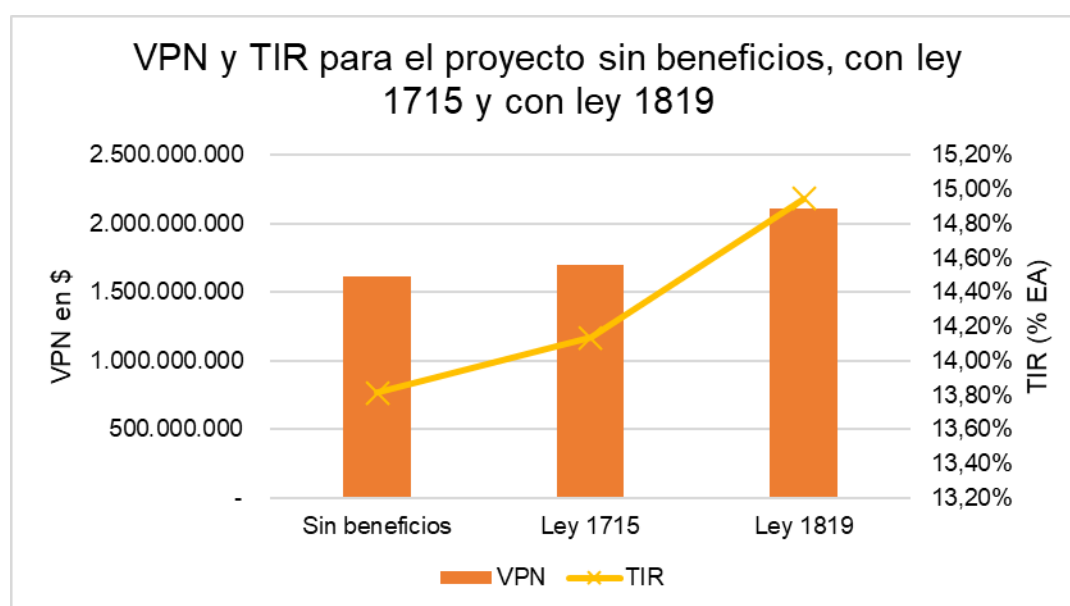


Ilustración 26 VPN y TIR para el proyecto PCH Santo Domingo, sin beneficios, y con beneficios: 1715 y 1819

Fuente: elaboración propia (2019).

De la ilustración anterior se puede concluir que, para una estructura de capital 70% deuda y 30% equity, un apalancamiento financiero a 14 años con cuotas fijas y tasa de interés de 10.38% EA y una tasa de descuento de 10.36%, es más conveniente financiar un proyecto con los beneficios de que trata la ley 1819 de 2016, y en caso tal de no lograrlo, debido a que se deben cumplir determinados requisitos, se podría

intentar a través de los beneficios de la ley 1715 de 2014, dejando en último lugar la alternativa de financiar el proyecto sin ningún tipo de beneficio.

El beneficio obtenido por el ahorro en impuestos de la ley 1715 es insipiente para un proyecto tipo PCH con respecto a los beneficios de la ley 1819, pues según la siguiente gráfica, se logra apreciar una diferencia superior a los mil millones de pesos.

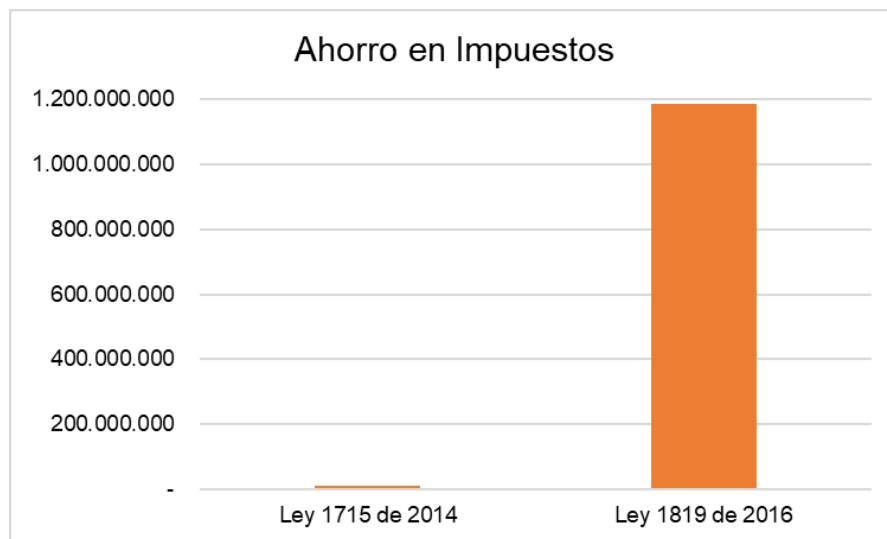


Ilustración 27 Ahorro en impuestos con los beneficios de las leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016

Fuente: elaboración propia (2019).

8.4. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA ESTOCÁSTICA

Tomando como base la modelación determinística, y los parámetros definidos en los numerales 6.2.1, 6.2.2., 6.2.3., 6.2.4. para la modelación estocástica, a continuación, se presentan los resultados obtenidos en la presente investigación, dejando claro que, el gran peso se encuentra en la modelación que se hizo a diferentes escenarios de venta de energía, y que, a su vez se determinaron los ratios

de cobertura de la deuda, con el objetivo de definir las opciones de financiar el proyecto a través de un Project Finance.

Para todas las simulaciones se hicieron 10.000 iteraciones, con tipo de muestreo de Montecarlo, y añadiendo como variables de salida a: Precio de la energía, VPN, TIR, AVDSCR, LLCR.

8.4.1. Escenario 1. Venta de energía a través de un PPA por 25 años

Los elementos más importantes para la evaluación financiera estocástica fueron la producción de energía, el precio de la energía y el IPC, que fueron definidos a través de funciones de distribución de @risk y permitieron obtener los siguientes resultados:

En la siguiente ilustración se presenta la modelación del precio de la energía, la cual tiene las siguientes condiciones:

- Si el precio de bolsa es menor a 185 \$/kWh, el precio que se pagará será de 185 \$/kWh.
- Si el precio de bolsa está entre 185 y 223 \$/kWh, el precio que se pagará será el de bolsa, el cual se modeló con una función de distribución Weibull (ver numeral 6.2.2.) y con datos históricos de HZ Energy, obtenidos de XM S.A. E.S.P.
- Si el precio de bolsa supera los 223 \$/kWh, el precio que se pagará será de 223\$/kWh.

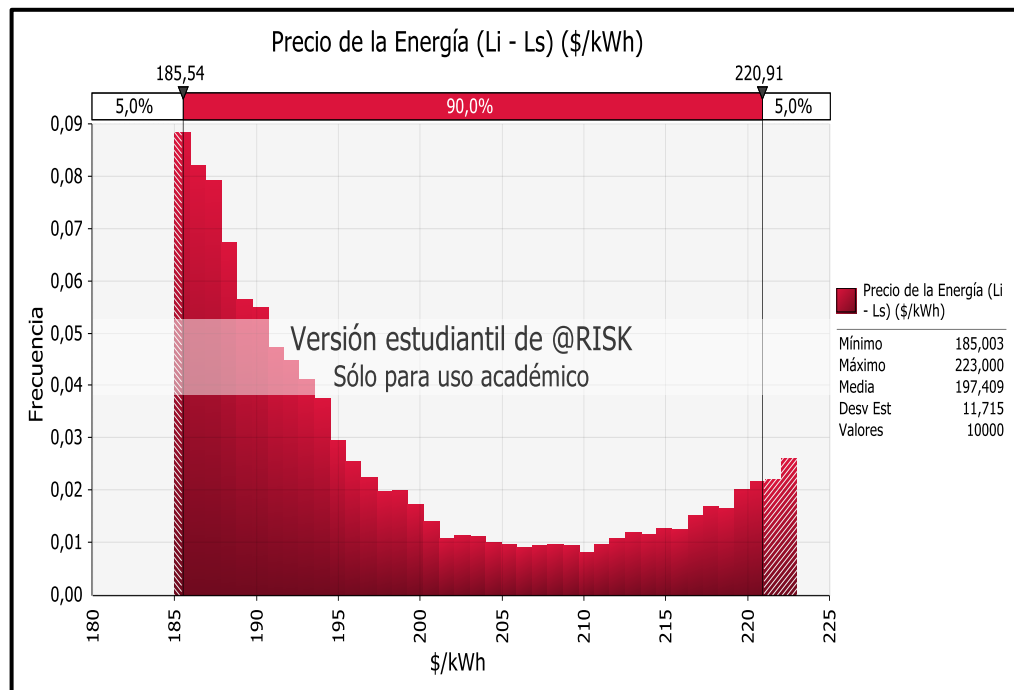


Ilustración 28 Precio de la energía para un contrato PPA

Fuente: elaboración propia (2019).

Se observa entonces que, el valor medio para el precio de la energía oscilará en 197.4 \$/kWh, mientras que la desviación estándar será de 11.7 \$/kWh, y el 90% de los datos estarán en valores entre 185 y 223 \$/kWh.

Con lo mencionado anteriormente, para el proyecto se obtiene la siguiente grafica de VPN, de la cual se puede concluir que, en el escenario 1, sin beneficios y con beneficios de la ley 1715, los resultados son relativamente cercanos, teniendo más del 95% de los datos en zona positiva (proyecto de bajo riesgo), es decir, es un proyecto altamente viable, financiable y atractivo para la inversión en él. El beneficio de la ley 1819, desplaza los valores todavía a zona más positiva, es decir que, en aras de maximizar la rentabilidad, es importante lograr acceder a los beneficios de la ley en mención.

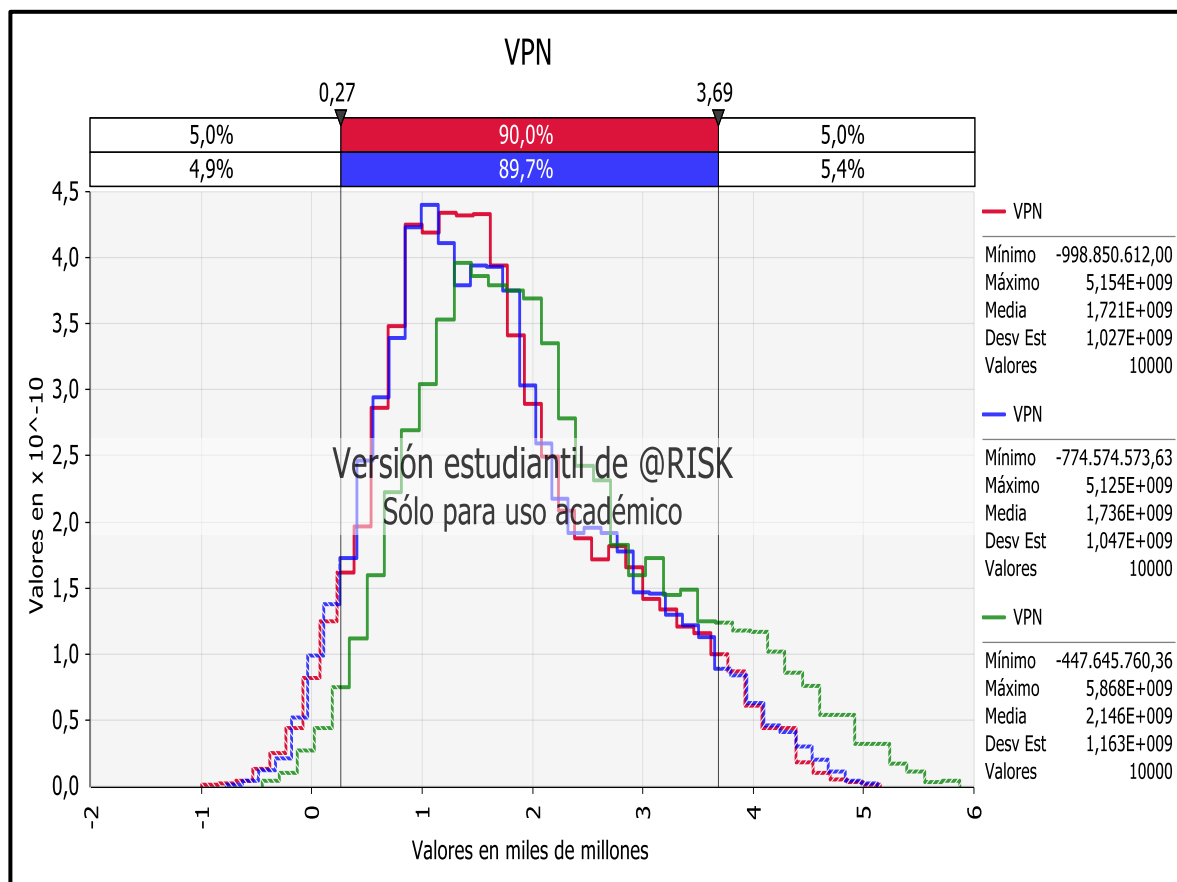


Ilustración 29 VPN para escenario 1 de venta de energía, proyecto sin beneficios y con beneficios de ley 1715 y 1819¹³

Fuente: elaboración propia (2019).

Al realizar un análisis del efecto de las variables de incertidumbre sobre el VPN, según la siguiente ilustración, se puede concluir que el precio de la energía y la producción de energía, son las variables que más inciden en los valores que el VPN pueda tomar, aunque en valores positivos, por lo que es importante a la hora de desarrollar el proyecto, apuntar a la consecución de mejores precios de energía y ya en su funcionamiento la PCH, garantizar una producción cercana al factor de planta estimado.

¹³ En rojo: Sin beneficios, en azul: beneficios de ley 1715, en verde: beneficios de ley 1819.

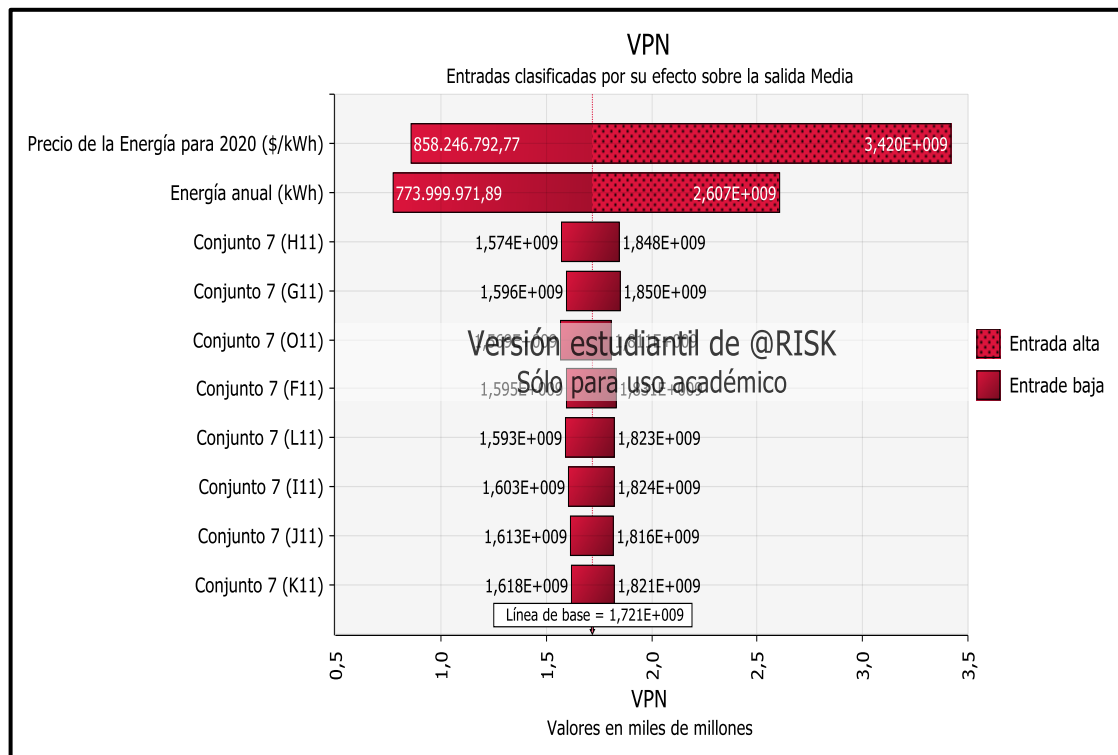


Ilustración 30 Efecto de las variables de incertidumbre sobre el VPN¹⁴

Fuente: elaboración propia (2019).

Con respecto a la TIR, se nota una mayor diferencia, pues el proyecto sin beneficios tiene una curva más achatada, y un valor medio que difiere con respecto a los beneficios de ley 1715 en al menos 1% y con beneficios de ley 1819 en al menos 2%. Sin embargo, para las tres alternativas, el proyecto la TIR no tomará valores negativos, es decir, el 100% de los datos son mayores que cero.

La probabilidad de que la TIR sea mayor a la tasa de interés de oportunidad es mayor al 98%, es decir que, la probabilidad de que el proyecto sea viable es cercano a este valor. Igualmente, las variables que más pesan en los valores obtenidos para la TIR son el precio de la energía y la cantidad de energía generada por año.

¹⁴ Lo que se denomina como "conjunto 7" es el IPC que fue obtenido con una función de distribución (ver numeral 6.2.3).

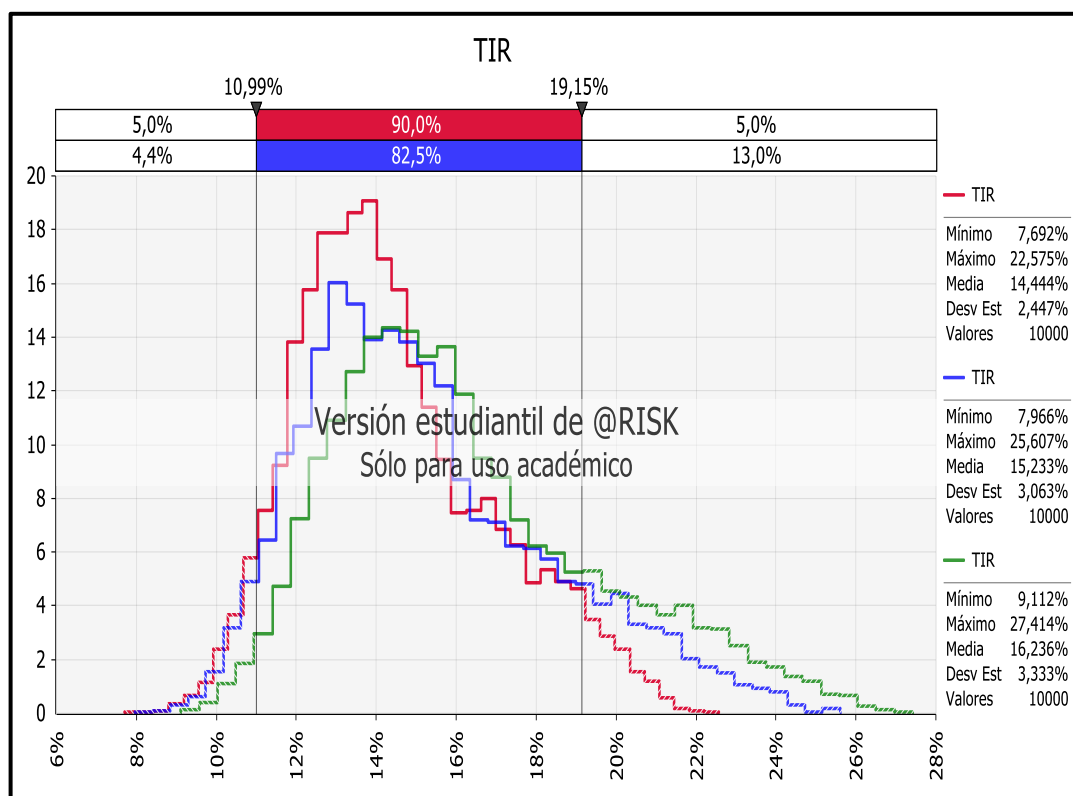


Ilustración 31 TIR para escenario 1 de venta de energía, proyecto sin beneficios y con beneficios de ley 1715 y 1819

Fuente: elaboración propia (2019).

Con respecto a los ratios de cobertura de la deuda (AVDCSR) y durante la vida útil del crédito (LLCR), se puede concluir respectivamente que; con una probabilidad aproximada del 65%, el flujo de caja disponible es 30% superior a la suma del capital e intereses del crédito, igualmente, hay una probabilidad del 100% que los valores superen la unidad, es decir, que al menos los recursos para el servicio de la deuda estarán garantizados, mientras que para el LLCR, se tiene un valor medio de 1.7 para las tres alternativas, y según Gatti (2012), para este tipo de proyectos es sugerido un valor superior a 1.4, es decir que, bajo las condiciones expuestas, el proyecto es perfectamente financiable (Gatti, 2012).

Como se observa, para las tres alternativas, el ratio de cobertura de deuda y la cobertura durante la vida útil del crédito varía mínimamente.

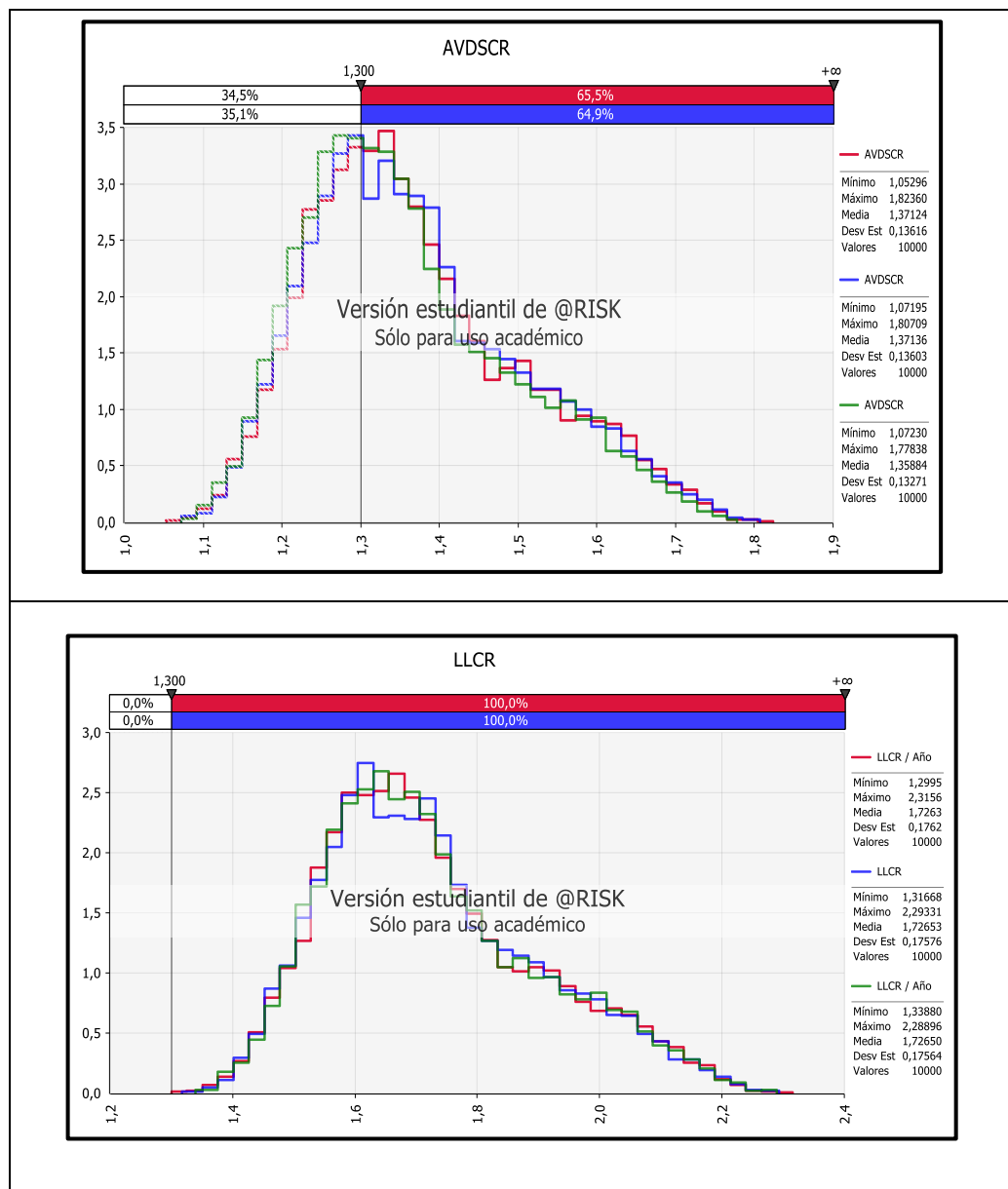


Ilustración 32 Ratio de cobertura de la deuda y ratio de cobertura durante la vida útil del crédito

Fuente: elaboración propia (2019).

8.4.2. Escenario 2. Venta de energía con un PPA por 10 años y otro PPA por 15 años

Lo único que varía con respecto al escenario 1, es que el precio de venta de energía después del año 11, se modela con una función de distribución triangular, en la cual se supone que, las condiciones de mercado para la época estarán mucho mejor, es decir, los precios superan mínimamente la condición modelada con el escenario 1,

situación que es altamente probable si se tiene en cuenta el crecimiento de la demanda y la entrada en rigor de tecnologías disruptivas como blockchain, los carros eléctricos, entre otros.

En la siguiente ilustración se presenta la función de distribución para el precio de la energía, tomando como referencia los valores modelados para el escenario 1 y la experiencia de profesionales del tema de HZ Energy, con un valor mínimo de 235 \$/kWh, medio de 240 y máximo de 245 \$/kWh.

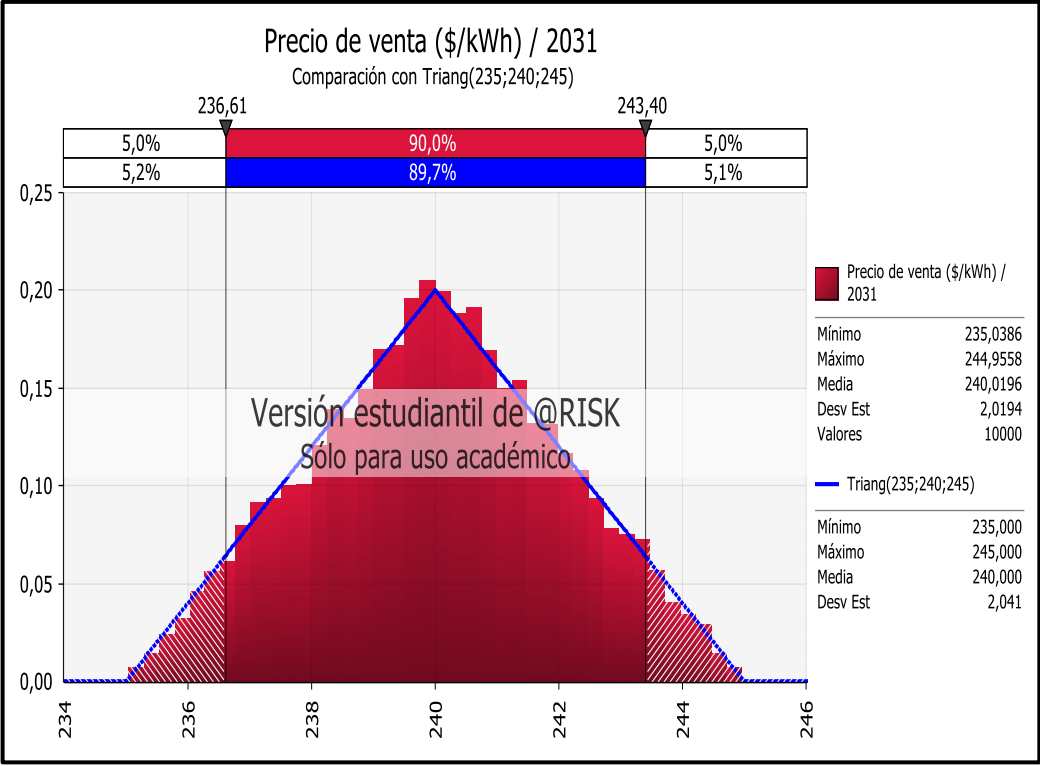


Ilustración 33 Función de distribución para el precio de la energía después del periodo 11 de evaluación

Fuente: elaboración propia (2019).

Con base en lo anterior, se obtuvo lo siguiente para el VPN, la TIR, el AVDCSR y el LLCR, resultados todos que son ligeramente mejores al escenario 1 de modelación, sobre todo porque el valor medio, en todos los casos aumenta.

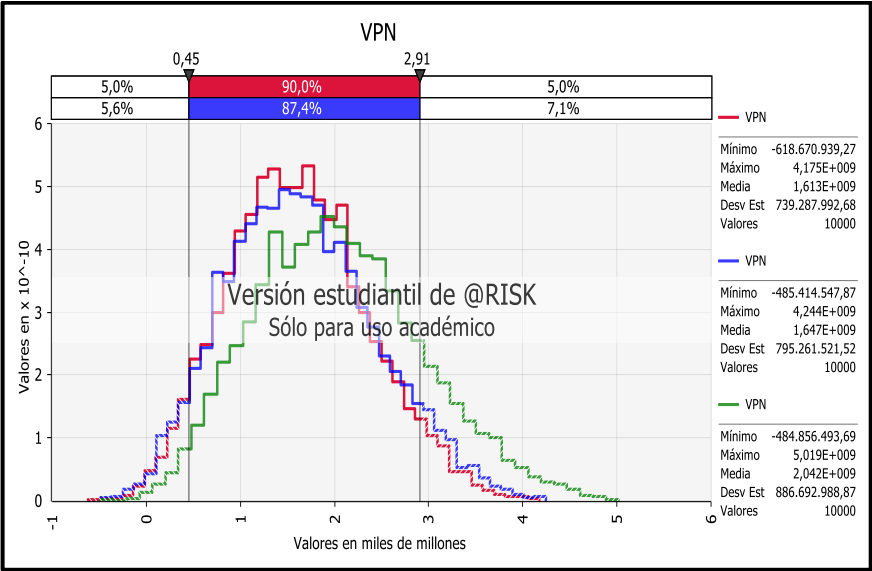


Ilustración 34 VPN para escenario 2, proyecto sin beneficios, con beneficios ley 1715 y 1819

Fuente: elaboración propia (2019).

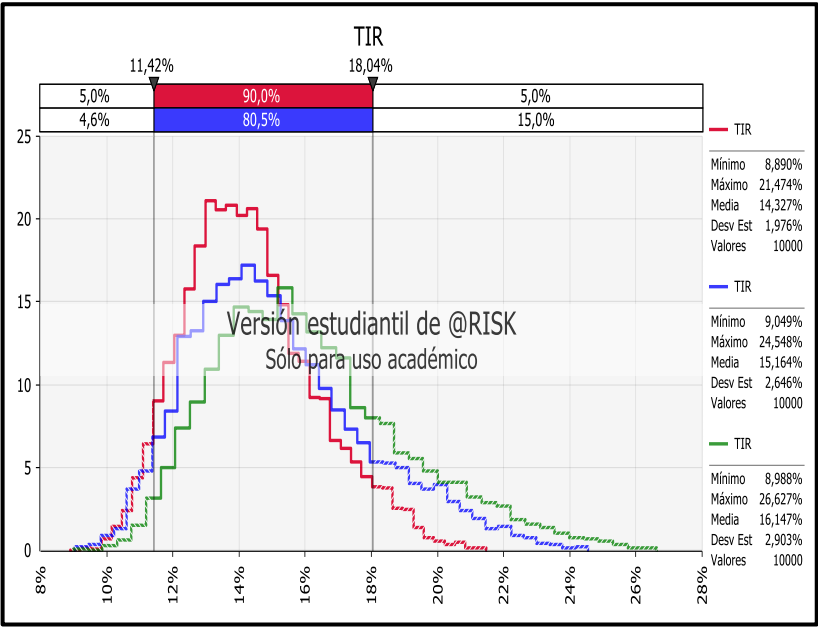


Ilustración 35 TIR para escenario 2, proyecto sin beneficios, con beneficios ley 1715 y 1819

Fuente: elaboración propia (2019).

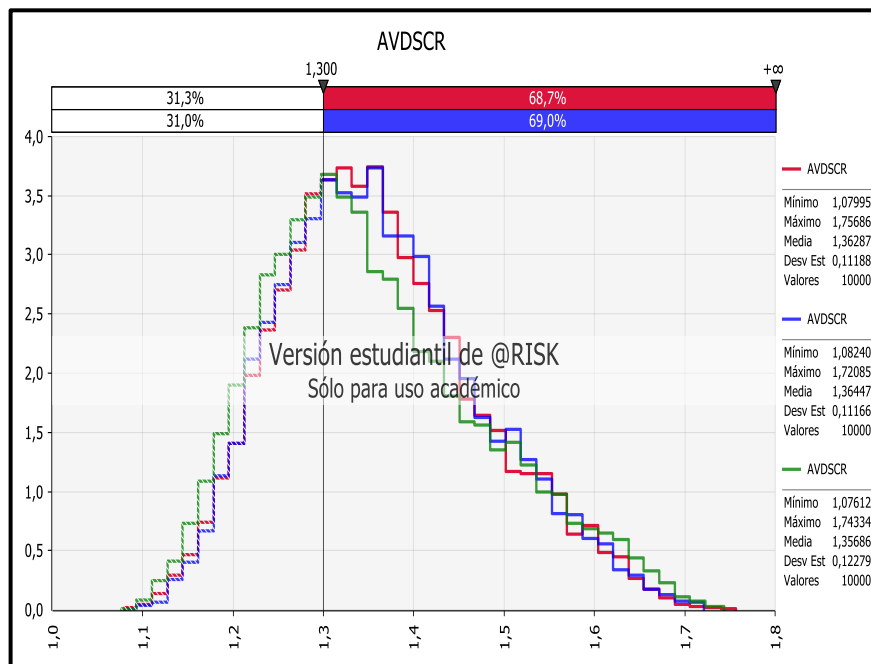


Ilustración 36 Ratio de cobertura de la deuda para escenario 2, sin beneficios y con beneficios de ley 1715 y 1819.

Fuente: elaboración propia (2019).

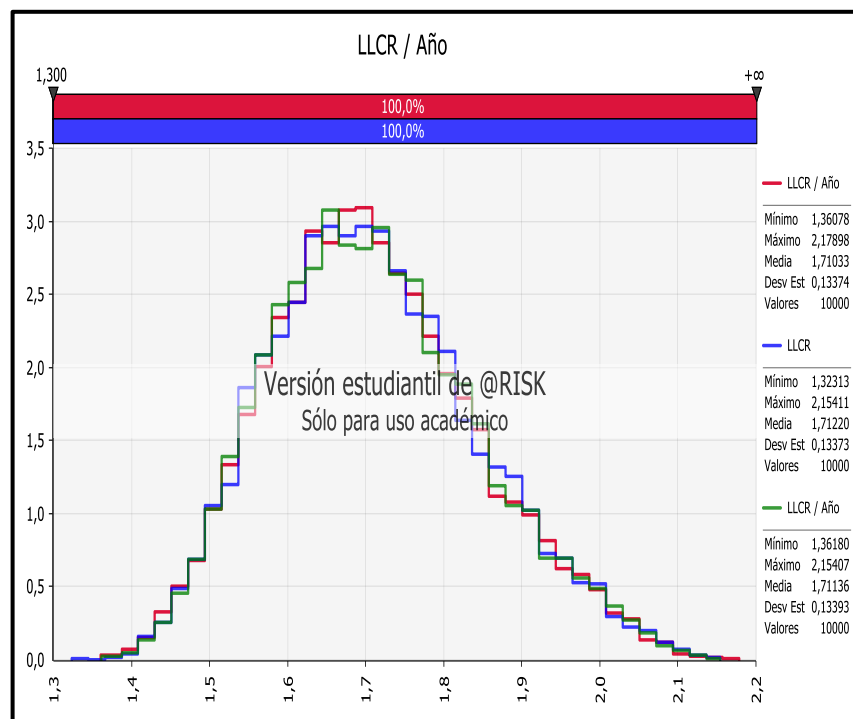


Ilustración 37 Ratio de cobertura durante la vida útil del crédito para escenario 2, sin beneficios y con beneficios de ley 1715 y 1819

Fuente: elaboración propia (2019).

8.4.3. Escenario 3. Venta de energía con un PPA por 10 años y venta en el mercado spot por 15 años

Para el escenario 3, se partió del escenario 1 para la venta de la energía, pero por un término de 10 años, luego, a partir del periodo 11, se incluyó en la modelación una función de distribución Weibull para representar el precio de la energía en la bolsa, con su respectiva corrección por el precio de escasez, tal cual se especificó en el numeral 6.2.2. de la presente investigación. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el VPN, la TIR, el AVDCSR y el LLCR, con los cuales se podrá conceptuar con respecto a este escenario de venta.

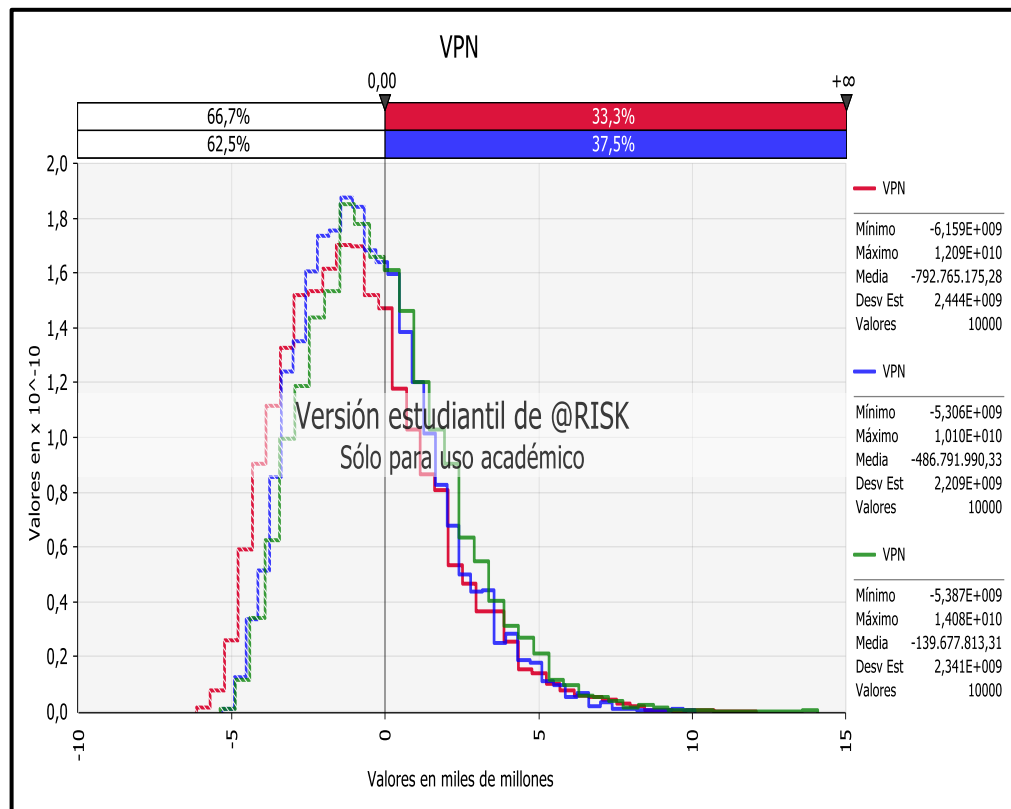


Ilustración 38 VPN para escenario 3, sin beneficios y con beneficios de ley 1715 y 1819

Fuente: elaboración propia (2019).

Para la tres alternativas estudiadas, a saber, un proyecto sin beneficios tributarios, y con beneficios tributario de ley 1715 y 1819, se puede concluir con base en la ilustración anterior que, una venta de energía en bolsa es altamente riesgosa, pues tan solo hay una probabilidad del 33% de tener un VPN positivo, mientras que los valores negativos son altamente probables.

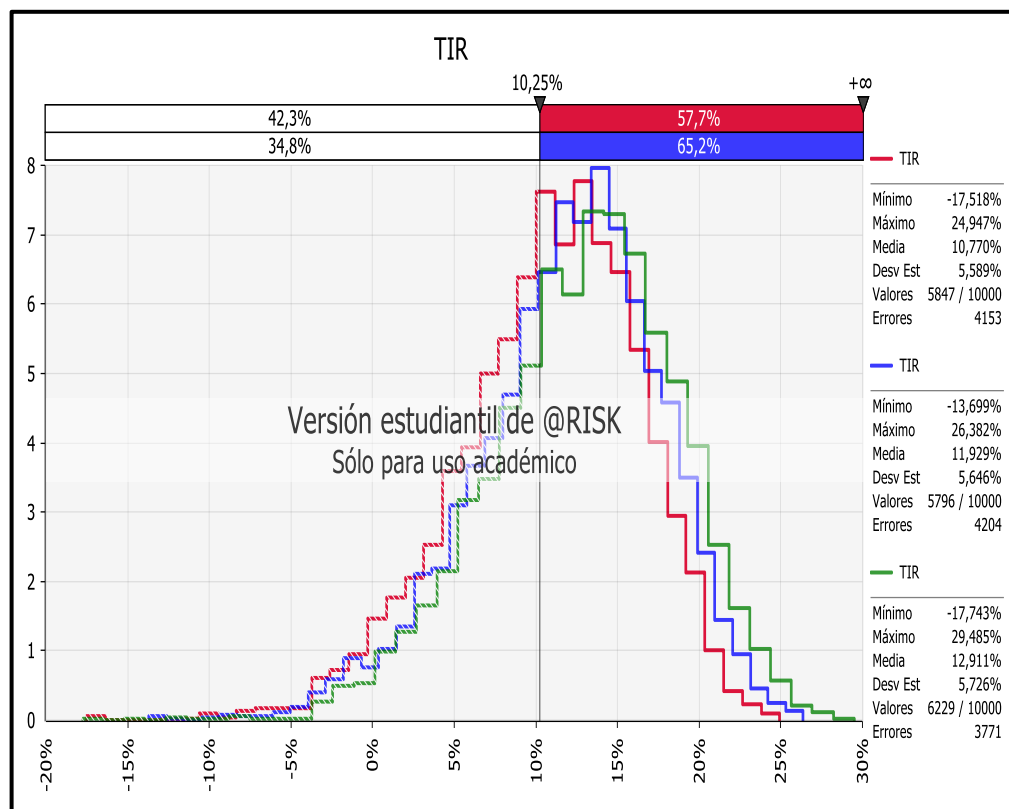


Ilustración 39 TIR para escenario 3, sin beneficios y con beneficios de ley 1715 y 1819

Fuente: elaboración propia (2019).

Para la TIR, se nota una particularidad y es que se generan unos valores máximos que podrían ser interesantes, a pesar de ser poco probables. Con respecto a los escenarios 1 y 2, se disminuye la probabilidad de que la TIR sea superior a la tasa de interés de oportunidad (alrededor del 60%), y también se aprecia que, la alternativa de beneficios tributarios de ley 1819 de 2016, a pesar de ser tan generosa para el proyecto, no logra sopesar el efecto de la variabilidad del mercado spot.

Este escenario es altamente riesgoso y poco atractivo para las entidades financieras, adicionalmente, si se observan las siguientes ilustraciones, se podría igualmente concluir que, la probabilidad de tener 1.3 pesos de caja por cada peso de deuda, se disminuye considerablemente, lo que fácilmente podría llevar a la negativa de las entidades financieras.

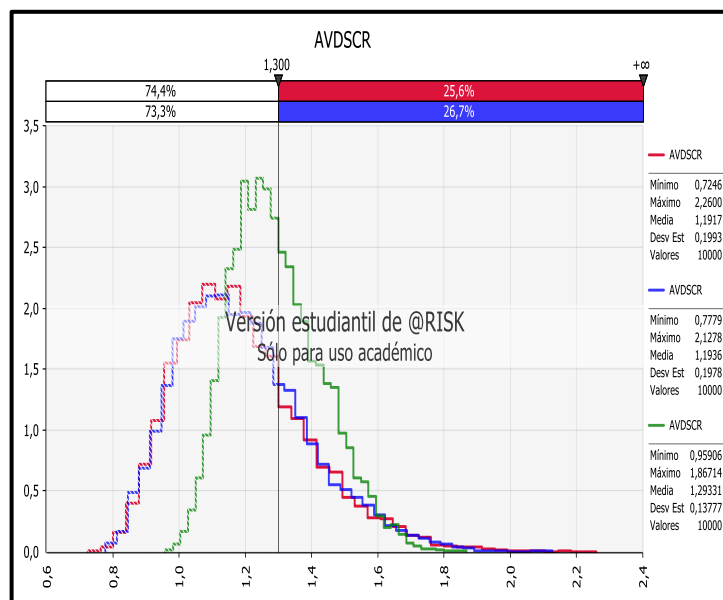


Ilustración 40 Ratio de cobertura de la deuda, sin beneficios, y con beneficios de ley 1715 y 1819

Fuente: elaboración propia (2019).

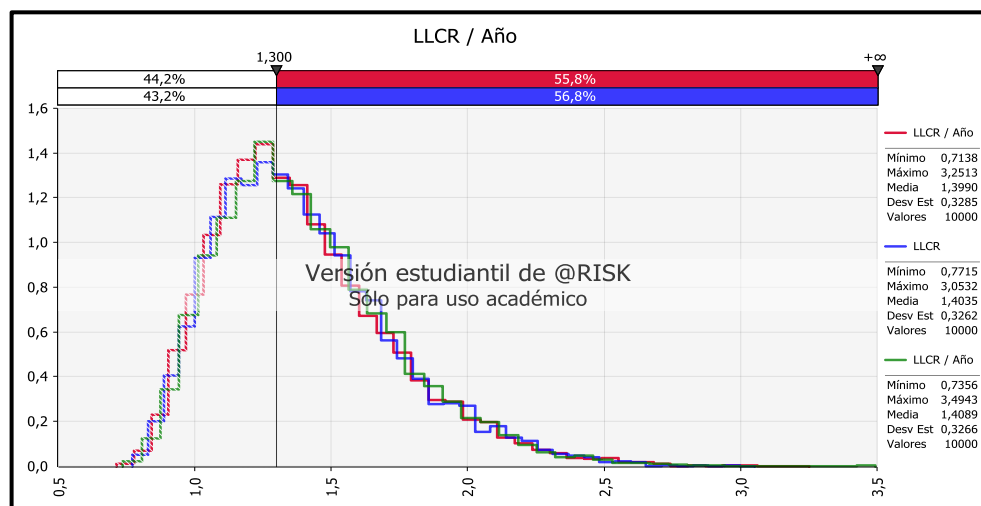


Ilustración 41 Ratio de cobertura durante la vida útil del crédito, sin beneficios, y con beneficios de ley 1715 y 1819

Fuente: elaboración propia (2019).

9. CONCLUSIONES

- Respecto a los escenarios de venta de energía, es importante concluir que, las ventas a través de un PPA disminuyen considerablemente la incertidumbre en los modelos financieros, adicionalmente, presentan mejor VPN y TIR, máxime que son los instrumentos afines a las entidades financieras para lograr el cierre del proyecto.
- El escenario de venta de energía en el mercado SPOT, presenta unas incertidumbres considerables, a pesar de tener valores probables de VPN y TIR mucho mejores que a través de una venta con PPA. Sin embargo, en perfecta consonancia con la ilustración 4, pues más del 70% del mercado cada año se transa es con contratos de corto, mediano y largo plazo.
- En la estructura de capital, se modelaron tres escenarios (60%, 70% y 80% deuda) posibles para un proyecto de esta naturaleza con base en información reportada por otros autores, sin embargo, después de varios acercamientos con las entidades financieras, y de los resultados obtenidos con la evaluación determinística, se logró hallar que una estructura 70% deuda y 30% capital, satisface plenamente a los acreedores, pues los ratios de cobertura de deuda (AVDSCR y LLCR) de 1.3 son perfectamente logrables para una financiación a 14 años, con un año de periodo de gracia y a una tasa de interés de DTF + 6%, para un proyecto estructurado a partir de Project Finance.
- Con la evaluación financiera determinística, se logró obtener el tipo de apalancamiento financiero que más le convenía al proyecto, de acuerdo con su flujo de caja, igualmente, se pudo establecer que, una financiación con el 60% de deuda, no es procedente, toda vez que el VPN y la TIR disminuyen considerablemente, pues los recursos propios generalmente son más costosos que los recursos de las entidades financieras.

- Para los beneficios de ley 1715 de 2014, se modelaron cuatro alternativas de depreciación, tres de ellas aceleradas, concluyendo que, una alícuota global superior al 7%, afecta el VPN y la TIR, pues el escudo fiscal, que por naturaleza implica la depreciación, se acabaría en los primeros periodos del flujo de caja.
- Finalmente, en términos determinísticos, se compararon las tres alternativas, es decir, proyecto sin beneficios y con beneficios de ley 1715 de 2014 y 1819 de 2016, y se puede concluir que lo que más le conviene a un proyecto de generación tipo PCH es asumir los beneficios de la última ley mencionada, siempre y cuando el periodo de operación permanezca constante y no sufra modificaciones, pues según la concepción de la ley, este beneficio es perentorio y solo se determinó para el periodo 2017-2032.
- Los beneficios de la ley 1715 de 2014, en términos reales, no son de gran impacto para la financiación de un proyecto, pues la exención de IVA y gravamen arancelario se pueden obtener sin la necesidad de asumir esta reglamentación, el descuento en impuestos al ser limitado a 5 años y desarrollarse en un SPV no tiene gran impacto, pues para este proyecto no alcanza a ser de 100 millones de pesos y la depreciación acelerada, después de una alícuota de 7%, no tiene sentido porque, por el contrario, afecta el escudo fiscal.
- De la evaluación financiera estocástica, se puede concluir que un proyecto tipo PCH es perfectamente financiable a través de una SPV bajo condiciones de precio pactado (PPA) y pague lo generado, tal cual lo determinan las entidades financieras. Además, existe una alta probabilidad de garantizar la cobertura de la deuda y, por ende, se minimizan los riesgos.
- Mediante la SPV se manejan cuentas fuera del balance de HZ Energy, por lo que se mitigan riesgos asociados a la ejecución del proyecto, se mejora la calificación crediticia y se puede hacer una mejor planeación tributaria.

10.RECOMENDACIONES

A continuación, se presentan algunas recomendaciones para la financiación de este tipo de proyectos, sobre todo asociadas a los riesgos en los que se incurre en una SPV, debido a que, en esta investigación no se profundizó en este aspecto, adicionalmente, algunas recomendaciones con respecto a los beneficios tributarios de las leyes mencionadas, en aras de facilitar la financiación de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) en Colombia.

10.1. RIESGOS DE LOS PROJECT FINANCE

Uno de los retos importantes del Project Finance es dar un adecuado y minucioso manejo a los riesgos asociados a la ejecución del proyecto, de tal manera que, este en gran medida sea exitoso y cubra ampliamente las obligaciones que se tienen con los financiadores y los propietarios.

Esta investigación se enfocó, únicamente, en poder estimar cómo los beneficios tributarios concebidos en la ley colombiana, afectaban o beneficiaban un proyecto considerado de FNCER. Sin embargo, a continuación, se mencionan los principales riesgos para el desarrollo de una PCH, dejando claro que es necesario para un cierre financiero una modelación de los mismo (Gómez & Diez, 2015).

- Riesgos de la fase de construcción. Los sobrecostos, las demoras y la no entrega del proyecto sin requerimientos técnicos.
- Riesgos en la fase de operación. Bajas no consideradas en la generación de energía (fenómeno del niño) y en el precio de venta de la energía (fenómeno de la niña o especulativos).
- Riesgo País. Tasas de interés, riesgos cambiarios, inflación, de seguridad y políticos.

10.2. BENEFICIOS TRIBUTARIOS EN COLOMBIA

- Debido a que el proyecto se ejecutará en un vehículo de propósito especial (SPV), es altamente probable que, parte del beneficio del 50% vía renta, se desperdicié.
- Si para un proyecto tipo PCH los beneficios tributarios de ley 1715 de 2014 y 1819 de 2016 mejoran mínimamente los indicadores de rentabilidad, es altamente probable que para un proyecto tipo eólico, fotovoltaico, mareomotriz o geotérmico, que tienen precios de instalación \$/MW todavía más altos, dichos beneficios todavía no faciliten la financiación de estos proyectos, máxime si se hace a través de un SPV, que parte de cero a nivel contable.
- Para acceder a los beneficios de la ley 1819 de 2016, ratificados en la ley 1943 de 2018, se deberá tramitar, obtener y vender certificados de emisiones de bióxido de carbono, e invertir al menos el 50% de estos recursos en obras de beneficio social; por tanto, se recomienda, para proyectos de mayor envergadura, incluir en el FCD el recurso asociado al 50% restante. Es importante dejar claro que estos certificados aplican para cualquiera de los tres escenarios evaluados en esta investigación, razón por la cual no fueron tenidos en cuenta, además porque representan una cantidad insignificante de recursos, como se muestra a continuación.
 - Tasa de reducción de emisiones: 0.42 Ton CO₂/MWh¹⁵
 - Precio: 4.5 US\$/Ton CO₂
 - Ingreso por 5 años: 83.000 US\$, que equivalen a 250 millones, de los que se deberán invertir 125 millones, aproximadamente.
- Por esta época, el gobierno nacional presentó ante el Congreso de la República el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022¹⁶ “Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”, el cual contiene el artículo 106° “Incentivos a la

¹⁵ Proyecto Hidroeléctrico del río Aures. https://revistas.unal.edu.co/index.php/energetica/article/view/44997/html_2

¹⁶ <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Articulado-Plan-Nacional-de-Desarrollo-2018-2022-Pacto-por-Colombia-Pacto-por-la-Equidad.pdf>

generación de energía con fuentes no convencionales”. Dicho artículo modifica el artículo 11° de la ley 1715 de 2014, pues como se evidenció en esta investigación con respecto al beneficio de renta y de depreciación, los beneficios de la mencionada ley mejoran mínimamente los parámetros de evaluación VPN y TIR, por lo que se recomienda, en una evaluación futura, incluir el posible beneficio a implementar, y a su vez, motivar a los legisladores a aprobarlo.

11. REFERENCIAS

- André, F. J., De Castro, L. M., & Cerdá, E. (2012). Las energías renovables en el ámbito internacional. *Revista CiCe*, 100, 25. <https://doi.org/10.1177/223386591101400404>
- Antonio, M., & Camargo, C. (2015). *Plan Energético Nacional Colombia: ideario Energético 2050*. Bogotá D.C.
- Aramburo, A., & Villegas, R. (2018). *Valoración financiera de los proyectos “fábrica de bioinsumos”, “escalamiento de una planta de producción de soluciones habitacionales flotantes” y “modelo renting de bicicletas eléctricas”, con base en una herramienta automatizada en EXCEL ®*. Medellín.
- Arango, S. P. (2015). *Metodología para la valoración de proyectos de generación eléctrica en Colombia vía opciones reales*. Universidad EAFIT.
- Arias Gaviria, J. (2014). Modelamiento y simulación de curvas de aprendizaje para tecnologías de energía renovable en Colombia, 123. Recuperado de <http://www.bdigital.unal.edu.co/43657/>
- Black, F. y Scholes, M. (1973). The pricing of options and corporate liabilities. *Journal of Political Economy*, 81(3), 637–654.
- Bonilla, C., & González, L. (2017). *Estructuración, financiación y valoración de Pequeñas centrales eléctricas en Colombia a través de opciones reales*. Colegio de Estudios Superiores de Administración – CESA.
- Castillo, A. (2015). Los desafíos de la financiación de proyecto solares en Chile. *PV Insider Chile*, 6.
- Congreso de la República de Colombia. Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016 (2016). Bogotá D.C.
- Congreso de la República de Colombia. LEY 1943 DE 2018 (2018). Bogotá D.C. Recuperado de http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1943_2018.html
- Corte, P. L. (2007). Las Finanzas. Recuperado de <http://lasfinanzas.blogspot.com/2007/03/valor-de-mercado-agregado-mva.html>
- Cross, R. (1981). *Análisis y evaluación de proyectos de inversión*.
- Damodaran, A. (2006). Valuation Approaches and Metrics: A Survey of the Theory and Evidence. *Foundations and Trends® in Finance*, 1(8), 693–784. Recuperado de <https://doi.org/10.1561/05000000013>
- Damodaran, A. (2012). *Investment valuation: Tools and techniques for determining the value of any asset*. 3. ed. New York: John Wiley & Sons.
- ESHA, E. S. H. A.-. (2006). *Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica*. Recuperado de https://www.cnr.gob.cl/Home/Documentacion/Complementaria/GUIA_Layman_ESHA_PCH.pdf
- Fernandez, P. (2008). Métodos de valoración de empresas. *IESE Business School-Universidad de Navarra*, (January 2008).
- Fernández Torres, F. R. (2016). *Análisis del marco normativo del sector eléctrico colombiano, impactos en la regulación eléctrica de la ley 1715 de 2014*. Universidad Nacional de Colombia.
- Finnerty, J. D. (2013). *Project Financing Asset-Based Financial Engineering*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.

- Gallego Escobar, D. A. (2018). *Estructura de capital en Pymes: estudio de caso de empresa colombiana*. Recuperado de <https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/12425>
- Gallego Triana, J. D. (2015). *Políticas para el Aprovechamiento del Potencial Hidroenergético en Colombia Mediante Pequeñas Centrales Políticas para el Aprovechamiento del Potencial Hidroenergético en Colombia Mediante Pequeñas Centrales*. Universidad Nacional de Colombia.
- Garcia, J., Bohorquez, S., Lopez, G. A., & Marin, F. (2014). Poder de Mercado en Mercados Spot de Generación Eléctrica: Metodología para su análisis. *Ssrn*, (13). <https://doi.org/10.2139/ssrn.2393226>
- García, J. J. (2014). Análisis/Plantas menores y precio 'spot' en Colombia. *Portafolio*. Recuperado de <https://www.portafolio.co/opinion/redaccion-portafolio/analisis-plantas-menores-precio-spot-colombia-66852>
- García, J. J., Gutierrez, A., Vargas Tobón, L., & Velasquez, E. (2017). Análisis Económico Del Mecanismo De Respuesta De La Demanda En El Sector Eléctrico Colombiano. *Documentos de Trabajo. Economía y Finanzas. CIEF*, (17). Recuperado de <https://doi.org/10.2139/ssrn.3069822>
- Garcia, O. L. (2003). *Valoración de empresas, gerencia del valor y EVA*. Cali, Colombia: Prensa Moderna Impresores S.A.
- Gatti, S. (2012). *Project Finance in theory and practice*. San Diego, Estados Unidos: Academic Press.
- Gomelsky, R. (2003). Energía y desarrollo sostenible: posibilidades de financiamiento de las tecnologías limpias y eficiencia energética en el Mercosur. *Publicación de Las Naciones Unidas*, 31.
- Gómez Díaz, M., Burgos Suárez, O., Díez Benjumea, J., & Gaitán Riaño, S. (2012). Tasa de descuento en los proyectos de inversión en Colombia: Problemas del uso de la metodología. *PODIUM*.
- Gómez, E., & Díez, J. (2015). *Evaluación financiera de proyectos* (Segunda Ed). Medellín.
- Gómez Salazar, E., Mora Cuartas, A., & Uribe Marin, R. (2015). *Análisis de Riesgo en Proyectos con @risk. Casos prácticos de evaluación financiera de proyectos y costos con análisis de riesgo* (Segunda Ed). Medellín: LYS Comunicación.
- Grupo Bancolombia. (2019). *Proyecciones Económicas de Mediano Plazo*. Medellín. Recuperado de <https://www.grupobancolombia.com/wps/portal/empresas/capital-inteligente/investigaciones-economicas/publicaciones/tablas-macroeconomicos-proyectados>
- HZ Energy. (2016). *Estudio de Impacto Ambiental de la PCH Santo Domingo*. Medellín.
- Isaza Cuervo, F. & Botero Botero, S. (2014). Aplicación de las opciones reales en la toma de decisiones en los mercados de electricidad. *Estudios Gerenciales*, 30(133), 397–407. <https://doi.org/10.1016/j.estger.2014.06.003>
- Jiménez Yepes, M. C. (2017). *Evaluación de la viabilidad económica-financiera de un proyecto eólico genérico en Colombia y su riesgo comercial: ¿contratos de venta de energía o Prima Verde?* Universidad Eafit. Recuperado de https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/12277/MarthaCecilia_JiménezYepes_2017.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- Miranda Miranda, J. J. (2016). *GESTIÓN DE PROYECTOS*. 4 ed. Recuperado de <https://doi.org/10.4067/S0718-34292008000200001>

- Naciones Unidas. (1992). Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático. <https://doi.org/FCCC/INFORMAL/84>. GE.05-62301 (S) 220705 220705
- Ortiz Echavarría, M., & Londoño Aristizábal, N. (2017). *Análisis del mercado de contratos del MEM en Colombia durante el último fenómeno de El Niño (2015-2016)*. Universidad EAFIT.
- Quijano Restrepo, A., & Idárraga García, C. A. (2018). *Experiencias en financiación de pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia*. EAFIT.
- Quintero Quintero, M. del C., & Isaza Cuervo, F. (2013). Dependencia hidrológica y regulatoria en la formación de precio de la energía en un sistema hidrodominado: caso sistema eléctrico colombiano. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 12(22), 85–96. Recuperado de <http://ezproxy.eafit.edu.co/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edsd&AN=edsd&729d48c12ae49e1a7a2e20952a709b1&lang=es&site=eds-live&scope=site>
- Redacción de El País. (2018, May 18). Cronología: esta es la historia de la crisis de Hidroituango que tiene en alerta al país. Recuperado de <https://www.elpais.com.co/colombia/cronologia-esta-es-la-historia-de-la-crisis-de-hidroituango-que-tiene-en-alerta-al-pais.html>
- Restrepo, Y., Gaitán, S., & Franco, C. J. (2017). Methodology for Financial Valuation of a Power Plant under Regulatory Changes. *IEEE Latin America Transactions*, 15(8), 1453–1459.
- Ross, S., Westerfield, R., & Jordan, B. (2010). *Fundamentos de Finanzas Corporativas*. México D.F.: McGraw Hill.
- Rosso, J. (2014). *The cost of capital in emerging markets*. Bogotá: Universidad de Los Andes.
- Sapag Chain, N. (2011). *PROYECTOS DE INVERSIÓN Formulación y Evaluación*. (I. F. Maluf, Ed.). 2 ed. Chile: Prentice Hall.
- Sharpe, W. F. (2016). Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk. *The Journal of Finance*, 71(1), 499–499. <https://doi.org/10.1111/jofi.12318>
- Timothy A. Luehrman. (1997). What's it worth: A General Manager's Guide to Valuation. *Harvard Business Review*, 132---142. Recuperado de <https://hbr.org/1997/05/whats-it-worth-a-general-managers-guide-to-valuation>
- Tu Mundo Hoy - Citytv. (2018, June 27). Incluso sin emergencia, Hidroituango no iba a estar listo a tiempo. Recuperado de <https://www.eltiempo.com/economia/empresas/hidroituango-no-iba-a-estar-lista-a-tiempo-revela-auditoria-236290>
- UPME. Resolución 0520 del 9 de octubre de 2007 (2007). Bogotá D.C. Recuperado de http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Generacion/0520_2007.pdf
- UPME. (2018). *PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2017-2031*. Bogotá D.C.
- Wild, J. J., Subramanyam, K. R., & Halsey, R. F. (2007). *Análisis de estados financieros. Publish or perish* (Novena Edi). México D.F.: McGraw Hill.
- Ximei, L., Ming, Z., Xu, H., Lilin, P., & Junrong, D. (2015). Small hydropower financing in China : External environment analyses , financing modes and problems with solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 48, 813–824. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.002>
- XM S.A. E.S.P. (2017). Informe de operación del SIN y Administración del Mercado, 323.
- XM S.A. E.S.P. (2018a). *Capacidad efectiva por tipo de generación*. Medellín. Recuperado de <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>

XM S.A. E.S.P. (2018b). *Lista de pequeñas centrales eléctricas*. Medellín. Recuperado de <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=lista>

Yescombe, E. (2014). *Principles of Project Fianance*. Oxford: Academic Press publications.

12. ANEXOS

- Archivo en Microsoft Excel® con modelación determinística
- Archivo en Microsoft Excel® con modelación estocástica: Escenario 1, 2 y 3.
- Archivo en Microsoft Excel® con resultados de la caracterización de la empresa.
- Propuesta de compra de energía por parte de un agente del MEM.